

СТРАТЕГИЯ И ТАКТИКА ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ РЕСУРСОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ

Как показывает опыт, освоение нефтяных ресурсов происходит в несколько этапов (стадий). На первой стадии производится общегеологическое изучение: геологическое картирование, региональные геолого-геофизические исследования, локализация наиболее перспективных объектов для детального изучения и подготовки к глубокому бурению, по результатам которого на начальном этапе открываются первые месторождения региона.

На втором этапе, по результатам изучения общих закономерностей геологического строения и размещения залежей нефти открываются и подготавливаются к разработке наиболее значимые месторождения, содержащие основные запасы региона. Этот этап характеризуется наиболее высокой эффективностью геологоразведочных работ (ГРР) и бурным развитием добычи в регионе, которая практически с нуля выходит на максимальный уровень. Подготовка новых запасов намного превышает уровень добычи нефти.

После этого наступает третий этап резкого снижения эффективности ГРР по причине отсутствия крупных открытий и необходимости переориентации на поиски мелких месторождений в традиционных объектах нефтегазразведки. Эффективность ГРР резко падает. Уровень воспроизводства запасов снижается до единицы и ниже. Основной прирост запасов обеспечивается за счет доразведки основных выявленных месторождений, а также переоценки их запасов. Роль новых открытий в приросте запасов составляет не более 25 – 30 %. Когда эта доля становится ниже данной величины, а возможности доразведки и переоценки запасов также уменьшаются, наступает поздняя, четвертая стадия геологоразведочных работ. По времени наиболее длительными (десятки, и до сотни лет) являются первый и четвертый этапы ГРР.

Также в четыре стадии происходит разработка нефтяных месторождений и развитие нефтедобычи по региону (Иванова, 1976). Только здесь первая стадия соответствует второй стадии ГРР, а четвертая (завершающая) следует после четвертого этапа ГРР. Для иллюстрации приведем рис.1, на котором показаны этапы разработки Ромашкинского месторождения.

Поздняя стадия освоения нефтяных ресурсов региона имеет особенности. Их нужно учитывать при определении стратегии ГРР. Поздняя стадия геологоразведочных работ характеризуется следующими особенностями:

1. Высокая разведанность недр является основным фактором, осложняющим разведочные работы и обуславливающим закономерное снижение их эффективности.
2. На поздней стадии нефтепоисковых работ в платформенных областях со сравнительно небольшой мощностью осадочного чехла нефтегазразведчики вынуждены ориентироваться на поиски небольших месторождений,

приуроченных к локальным поднятиям или зонам выклинивания, а также ранее пропущенных мелких сложно-построенных залежей на эксплуатируемых месторождениях. Это объясняется тем, что месторождения, приуроченные к структурам первого и второго порядков, как правило, открываются на более ранних этапах нефтепоисковых работ, а нижележащие горизонты осадочного чехла в основном оказываются исследованными, так как большинство скважин бурится до кристаллического фундамента. Ориентировка на поиски мелких, сложно-построенных залежей требует применения более совершенных методов исследования, позволяющих с высокой точностью определять места заложения глубоких скважин.

3. На поздней стадии развития региона, как правило, приходится выходить с геологоразведочными работами в менее перспективные районы. Это обуславливается районированием территорий по степени перспектив нефтегазоносности и естественным первоочередным освоением более перспективных площадей, что также снижает возможности подготовки новых запасов.

4. Со временем, по мере освоения региона, в подготавливаемых запасах увеличивается доля трудноизвлекаемых и уменьшается доля активных запасов нефти; следовательно, снижается эффективность ГРР.

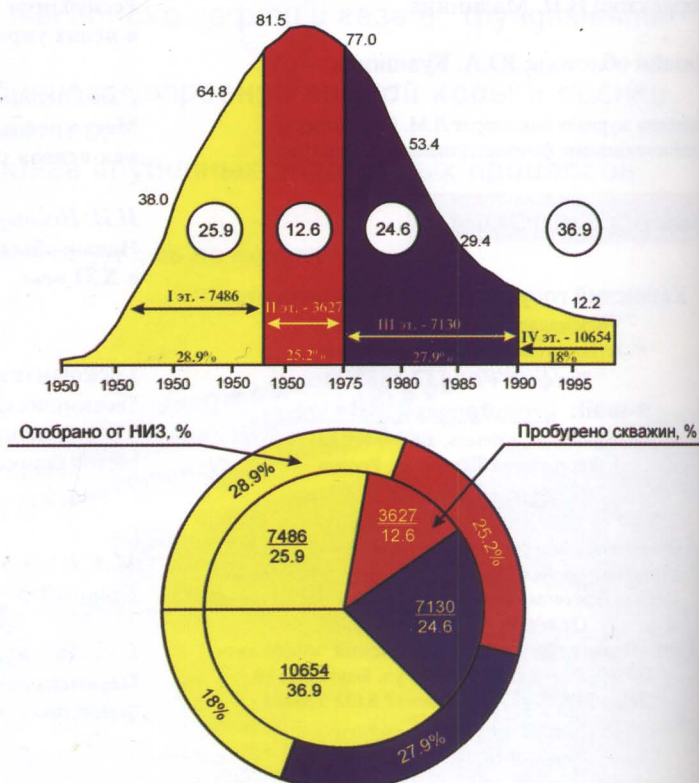


Рис. 1. Этапы разработки Ромашкинского месторождения.

Все изложенные факторы, безусловно, осложняют задачу подготовки новых запасов для обеспечения оптимальной добычи нефти. Но здесь возникает вопрос – каков оптимальный уровень добычи нефти, скажем, по такому региону, как Татарстан? В республике сегодня добывается на душу населения около 7 т/год. В мире по максимальному и минимальному вариантам душевое потребление нефти составляет 3 т на человека (США) и 1 т на чел. (Финляндия и др.). В России добывается около 2 т/чел., потребляется около 1 т/чел. в год. Учитывая, что Россия находится в более суровых климатических условиях, чем развитые страны Запада, это потребление следует признать весьма низким. А в Татарстане – высоким. Но, во-первых, значительная часть поступлений от налогов в нефтяной промышленности уходит из республики в Федерацию, а во-вторых, для достижения высокого уровня жизни народа в период переходной экономики нужно за счет нефти поднять сельское хозяйство, нефтехимию и другие отрасли промышленности. Поэтому намеченная программа увеличения добычи нефти до 30 млн т в год и сохранение ее до 2015 года с последующим снижением вдвое является для республики оптимальной. Позволяют ли это сделать ресурсы нефти? Казалось бы, нет. Ведь обеспеченность разведанными запасами текущей добычи составляет только 33 года.

Но отчаиваться не стоит. Во-первых, практика показывает, что прогнозные ресурсы и оценки по мере изучения непрерывно возрастают, и Республика Татарстан (РТ) классическое подтверждение этого.

Произведенная в 1999 году переоценка перспективных и прогнозных ресурсов показала, что с их учетом ресурсов жидкой нефти в традиционных объектах разведки хватит на 80 лет. Совершенствование техники и технологии нефтепоисковых работ, оптимизация всего процесса разведки, применение прогрессивной методики доразведки, накопление и обобщение всех данных геологических исследований позволили за последние 25 лет прирастить разведанные запасы, в 1.5 раза превышающие подсчитанные ранее прогнозные ресурсы, а величина последних не только не уменьшилась, а увеличилась в 2.8 раза. Результаты поистине ошеломляющие. Все это сделано за счет новых подходов, становящихся в настоящее время в Татарстане традиционными. А именно: за счет совершенствования техники и технологии нефтепоисковых работ, оптимизации всего процесса геологоразведочных работ, применения прогрессивной методики доразведки, обобщения всех данных геолого-геофизических исследований. Оцененные в 1.3 млрд т извлекаемые ресурсы получены за счет новых подходов. В результате обобщения всего геологического материала И.А. Ларочкиной был сделан весьма неожиданный вывод: бесперспективных земель в РТ – нет. Следует подчеркнуть, что это ресурсы по состоянию наших знаний на сегодня.

Раньше мы всегда оценивали степень опосредованности недр около 92 %, сегодня – всего 72 %. Парадокс! Нет, закономерность. Из этого можно сделать вывод: в известных, перспективных районах, каким является РТ, по мере увеличения разведанных запасов, перспективные и прогнозные ресурсы имеют тенденцию к росту. Причина – совершенствование методов геологических исследований и появление новых геологических идей.

Во-вторых, при оценке ресурсов нефтеизвлечение принимается обычно 30-35 %. Предполагается, что при освоенных технологиях в недрах, после выработки извлекаемых запасов, останется в 2 раза больше нефти, чем будет извлечено ее к концу разработки месторождений. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) в РТ показывает, что нефтеотдачу в среднем можно поднять с проектной 36.7 % до 45 %, а возможно и до 50 %. Тогда ресурсов жидкой нефти в традиционных объектах хватит как минимум на 175 лет.

В третьих, эта оценка характеризует нефтяной потенциал осадочных бассейнов и основывается на господствовавшей до настоящего времени осадочно-миграционной теории. В 80-х годах у нас в стране и за рубежом широкий размах получили исследования, основывающиеся на неорганической, мантийной теории происхождения нефти и газа. Странники этой гипотезы разрабатывают концепции глубинного и сверхглубинного поиска новых ресурсов в кристаллической земной коре и подкорковой области, в частности, в кристаллическом фундаменте осадочных бассейнов. По мнению ряда ученых, количество углеводородов в глубинах Земли в 5 – 6 раз больше, чем начальные потенциальные ресурсы всего осадочного чехла. По мере проведения исследований аргументов в пользу этой теории становится все больше и больше.

Все это свидетельствует о большом нефтегазовом потенциале. Но надо уяснить, что оставшиеся запасы будут связаны с существенно сложными горно-геологическими условиями: труднодоступные большие глубины бурения, трудноразведываемые месторождения, залежи с трудноизвлекаемыми запасами. Без применения новых технологий бурения, добычи и разработки, разведка и эк-

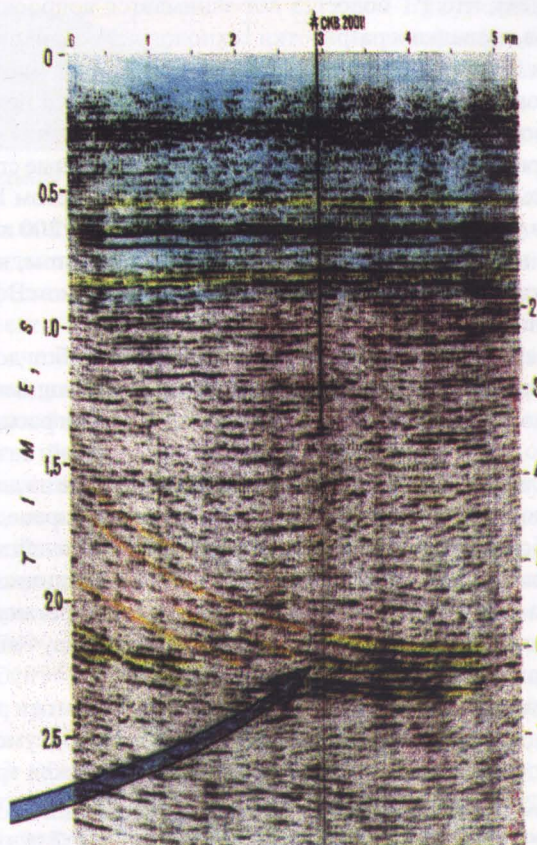


Рис. 2. Временной разрез по профилю через скв. 20011.

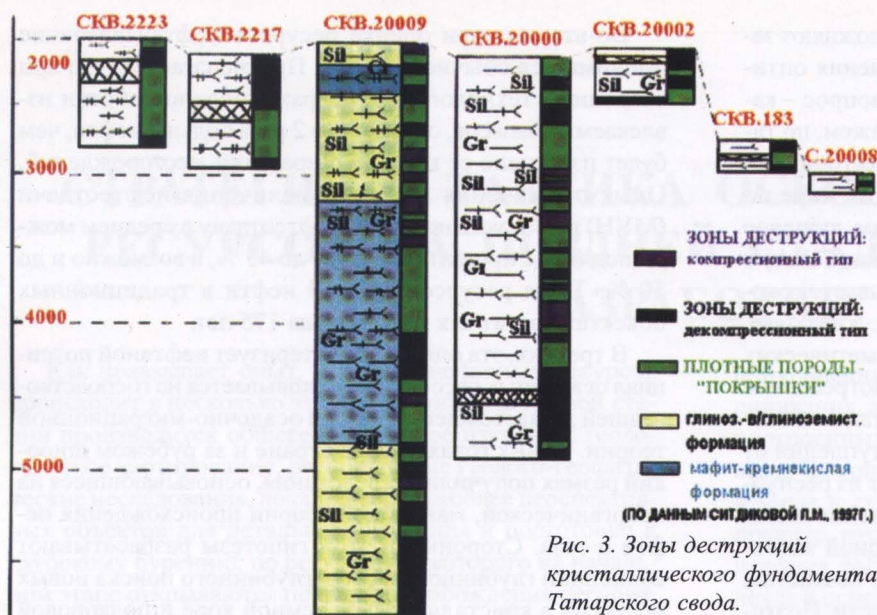


Рис. 3. Зоны деструкций кристаллического фундамента Татарского свода.

сплуатация этих ресурсов может в большинстве случаев оказаться нерентабельной. Естественно, повышение цен на нефть стимулирует эти работы.

Здесь мы не учитываем проблему поисков новых, альтернативных источников нефти и газа. Речь идет о том, что некоторые развитые страны уже сейчас приступили к добыче и переработке битумоносных пород, залегающих вблизи земной поверхности, в целях получения из них так называемой "синтетической" нефти.* Мировые запасы "синтетической" нефти в битумоносных породах (в основном в Канаде) оцениваются в 330 млрд т, а мировые запасы "синтетической" нефти в сланцах по некоторым оценкам составляют 500 – 1000 млрд т.

Отмечу, что РТ более 25 лет занимается вопросами поисков, разведки и разработки технологий добычи природных битумов (ПБ). Здесь сосредоточено до 7 млрд т ресурсов ПБ, выявлено 450 залежей, реализуется целевая программа "Создать методы, средства извлечения углеводородов из битуминозных пород и эффективные способы их переработки на 2000-2004 годы". С учетом ПБ запасов углеводородов в РТ хватит более чем на 200 лет.

Все изложенное позволяет сделать вывод о том, что Татарстан является богатейшим нефтяным районом Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Стратегия и тактика геологоразведочных работ должны строиться с учетом тесной увязки необходимых объемов добычи и потребления с возможностями расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы. Стратегия расширенного воспроизводства запасов на длительную перспективу должна предусматривать проведение работ в двух направлениях. Во-первых, дальнейшее изучение и опоскование залежей нефти в традиционных объектах разведки (применительно к Татарстану – это отложения девона и карбона). Во-вторых, изучение нефтегазоносности нетрадиционных объектов – глубоководных пород кристаллического фундамента и рифей-вендских осадочных отложений, пермских битумов.

По первому направлению широко применяются тра-

* Термин "синтетическая" нефть является собирательным и охватывает различные по химическому составу, но близкие к нефти жидкие продукты, получаемые различными методами активного воздействия на породу.

диционные методы поисковых работ: районирование территории по степени перспектив нефтегазоносности, оптимизация процесса геологоразведочных работ, совершенствование методики ГРП. Основным путем повышения эффективности геологоразведочных работ является оптимизация всего процесса, начиная от стадии геологопоисковых работ и кончая составлением проекта разработки месторождения. Критерием оптимизации ГРП является получение максимального объема подготовленных к разработке запасов при минимуме затрат на геологопоисковые и разведочные работы и наименьших экономических потерях при разработке. Задачи оптимизации различны на разных стадиях ГРП.

При подготовке площадей к нефтепоисковым работам и бурению поисковых скважин основной задачей является выявление максимального количества залежей при минимуме затрат на геолого-геофизические исследования и глубокое бурение. На стадии разведки и подготовки к разработке – достижение достаточной степени изученности месторождения при минимуме затрат на разведку и наименьших экономических потерях при разработке. Под достаточной степенью изученности мы понимаем такую изученность месторождения, которая позволяет составить проект разработки и обеспечить высокую эффективность эксплуатационного бурения.

Вопросам совершенствования методики геолого-разведочных работ в Татарстане уделялось большое внимание. Здесь были созданы эффективные методы подготовки запасов в различных геологических условиях: одна методика для крупных месторождений, контролируемых структурами первого и второго порядков (I группа) и другая – для месторождений, приуроченных к локальным структурам (II группа) (Муслимов, 1985).

Первая методика ГРП учитывает особенности геологического строения выделенных групп месторождений. На основании обобщения опыта разведки крупных месторождений (Ромашкинского и Ново-Елховского) научно обоснована комплексная методика подготовки к разработке объектов I группы, заключающаяся в поэтапном проведении ГРП, целенаправленной работе по обобщению материалов геолого-геофизических исследований, повышении роли эксплуатационного бурения в изучении базисного и особенно вышележащих объектов за счет применения новой техники и технологии, в проведении ОПР по выбору наиболее эффективных систем воздействия на пласт и оптимальных сеток скважин, широком внедрении разработанной новой методики доразведки.

Одновременно была создана новая методика подготовки к разработке небольших месторождений, позволяющая повысить эффективность дальнейшего эксплуатационного бурения. Сущность ее заключается в объединении месторождений по геологическим признакам в группы, проведении предварительной разведки по этим группам, детальной разведке по принятой методике ГРП отдельных, наиболее типичных залежей, оперативном под-

счете запасов, составлении проекта и осуществлении опытной эксплуатации пробуренных скважин, разбуривании всей предварительно оконтуренной части равномерной сеткой структурных скважин с расстояниями, равными расстоянию между будущими эксплуатационными скважинами (либо проведении детальной сейсморазведки), составлении технологической схемы разработки (ТСР), предусматривающей решение задач доразведки, эксплуатационного разбуривания и подсчета запасов.

Применение этой методики позволяет ускорить подготовку месторождений к разработке за счет уменьшения в 4–5 раз объемов разведочного бурения, детальных исследований на этапе предварительной разведки и исключения переразведки; обеспечить качественную подготовку запасов с использованием материалов эксплуатации разведочных и добывающих скважин; повысить эффективность эксплуатационного бурения (по числу удачных скважин она составила 96–99 %, против 30–35% до ее внедрения).

Применение новой методики разведки и доразведки крупных месторождений оказалось наиболее эффективным. Так, на Ромашкинском и Ново-Елховском месторождениях было сэкономлено более 2.3 млн м разведочного бурения, разведано более 200 залежей нефти, подготовлено более 200 млн т запасов промышленных категорий. Такая высокая эффективность объясняется тем, что мы вели разведку и доразведку на старых площадях, используя новые методы. Ранее же разведка велась на новых площадях с использованием старых методов.

Нетрадиционные подходы на традиционных объектах разведки далеко еще не исчерпали возможностей расширения ресурсной базы Татарстана. Видимо, существенный вклад в расширение углеводородного потенциала Татарстана могут внести исследования по подтверждению гипотезы В.П. Иванкина о существовании в природе отличающихся от традиционных по ряду признаков, гидродинамически изолированных, так называемых реологических залежей нефти. Эти залежи могут возникать вследствие влияния реологических особенностей нефти, газа и воды на процессы их фильтрации в горных породах земной коры. В силу особенностей формирования им свойственны пониженные пластовые давления (ниже гидростатических). Наличие традиционных залежей нефти в верхней части фундамента и в нижней части осадочного чехла (карбонатные отложения девона), по мнению В.П. Иванкина, может рассматриваться как указатель наличия в толще фундамента значительных скоплений нефти и газа в виде залежей реологического типа.

По второму направлению прежде всего нужно признать перспективным изучение нефтегазоносности фун-

дамента. С современных позиций необходимость изучения геологии и нефтегазоносности фундамента можно обосновать с четырех точек зрения:

1. Доказана тесная связь месторождений в осадочном чехле и их строения с геологическим строением кристаллического фундамента. Причем эта связь прослежена не только по структурам высших порядков, но и в деталях геологического строения (А.В. Постников, Л.П. Попова). Изучая геологическое строение фундамента, мы облегчаем поиски нефти в вышележащих отложениях. Можно сказать, что познание фундамента – ключ к поискам нефти в осадочном чехле.

2. Нефтегенерирующая роль фундамента, о чем свидетельствуют следующие факторы (Муслимов и др., 1998; Муслимов, Плотникова, 1998):

- генетическая тождественность нефтей из палеозойского комплекса Южно-Татарского свода и битумоидов фундамента, аргументирующая доминирующую роль вертикальной миграции нефти, т.е., достаточный источник, которой в осадочном чехле над ЮТС отсутствует;

- приуроченность залежей нефти осадочного чехла к разломам в фундаменте дает возможность обосновать формирование их за счет восходящей (вер-

тикальной) миграции и рассматривать кристаллический фундамент в качестве промежуточного звена миграции нефтегазоносных потоков и самостоятельного поискового объекта;

- четко выраженная тенденция увеличения газопоказаний, расширения спектра гомологов метана и относительный рост содержания его “тяжелых” гомологов (пентана и гексана) до 19–20 %, тяжелых битумоидно-графитовых смесей, появления гелия с увеличением глубины;

- явное несоответствие НПП Татарстана, из которых уже извлечено около 2.7 млрд т нефти, и полученных на основе геохимического анализа доманикитов палеозоя с оценкой их нефтематеринского материала в объеме всего 709 млн т для всей осадочной толщи (Ларочкина и др., 1996), указывающие на невозможность формирования промышленных скоплений углеводородов (УВ) за счет нефтегенерирующего потенциала осадочных пород.

3. Обоснование поисков УВ в породах кристаллического фундамента. Для этого есть очень веские основания, полученные по мере более углубленного изучения фундамента. На основе данных сейсмического профилирования и глубинного зондирования установлено плас-

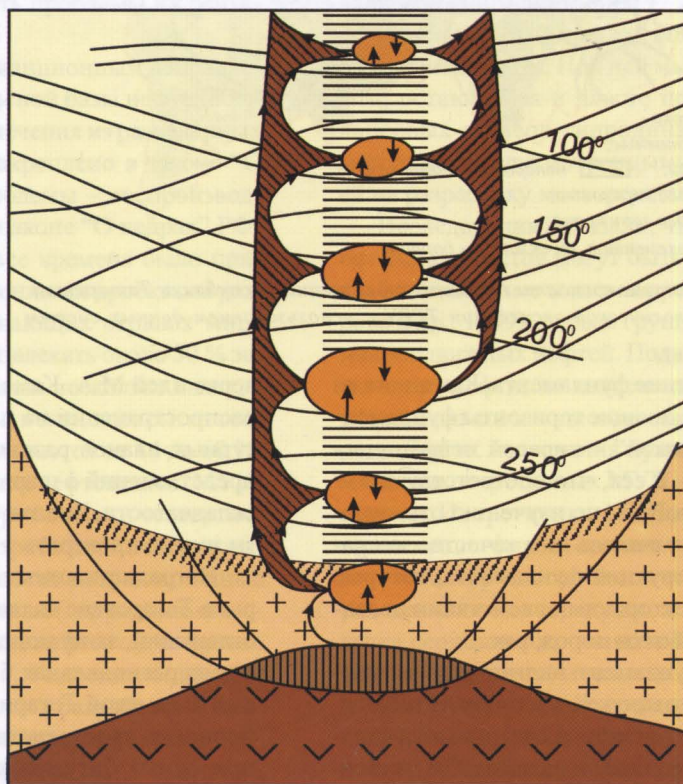


Рис. 4. Механизм последовательной перекачки флюидов.

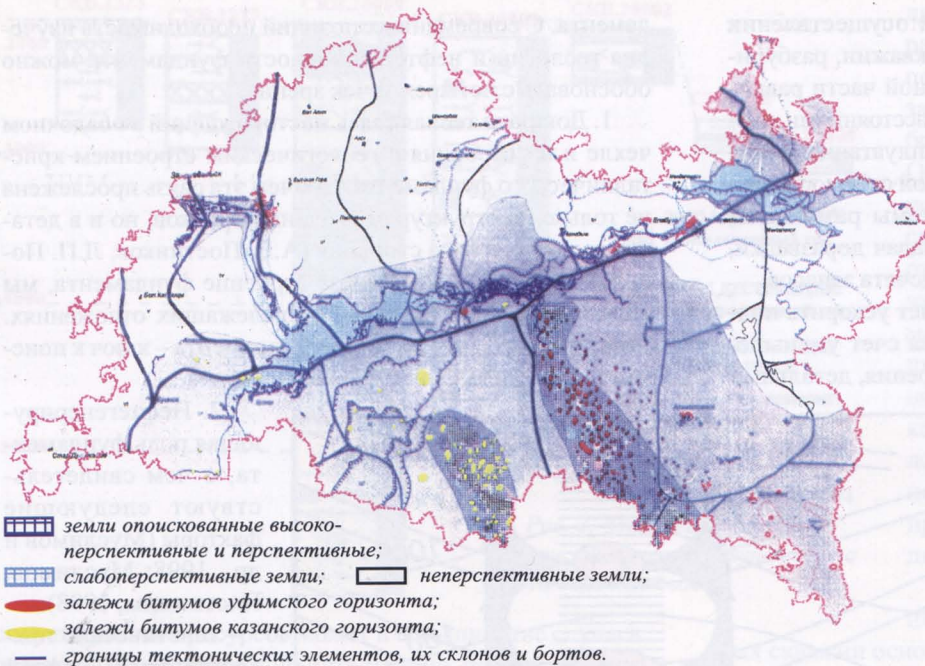


Рис. 5. Карта перспектив битумоносности пермских отложений Республики Татарстан (построена в Казанской геологической экспедиции ТГРУ с использованием данных систем ТАТГЕОБАНК и РЕГИОН).

тинчато-чешуйчатое строение фундамента. Как видно из профилей, основные отражающие горизонты фундамента находятся под “покрышкой” – кирасой непроницаемых пород на глубинах ~ 2 сек, что соответствует 5–7 км, рис. 2. Проведенные работы по изучению отражающих горизонтов позволяют считать их в качестве зон разуплотнения или зон деструкций фундамента, которые обладают высокими коллекторскими свойствами вследствие дробления и переработки пород, рис. 3.

4. Кристаллический фундамент, видимо, играет важную роль в постоянной “подпитке” месторождений осадочного чехла новыми ресурсами за счет притока углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин. В ранее опубликованных работах (Муслимов и др., 1998) нами было показано существование на ЮТС единого источника нефтегенерации для залежей нефти и ПБ, а также то, что формирование залежей происходит за счет вертикально восходящей миграции нефтегазоносных флюидов через разломы, секущие фундамент и нижние горизонты осадочного чехла.

Проведенные исследования позволяют считать, что обнаруженные реликты УВ зон деструкций свидетельствуют о наличии УВ флюидов в этих зонах, которые в неоднородном термоградиентном поле фундамента последовательно перегонялись из нижних зон в верхние под воздействием температурного поля и явлений компрессия – декомпрессия. Это подтверждается также сходством УВ фундамента и чехла, особенностями состава вод из зон деструкций и чехла.

Все изложенное позволяет сделать вывод о наличии факта миграции УВ (углеводородов)

из зон деструкций фундамента в осадочный чехол по зонам многочисленных разломов, таким образом, можно с полной уверенностью говорить о “подпитке” нижних горизонтов Ромашкинского месторождения “УВ – дыханием” фундамента (Рис. 4). Проведенный анализ позволяет по-новому рассмотреть нефтяные месторождения как постоянно развивающийся, подпитываемый углеводородами из глубин недр объект.

Требуется проверка гипотезы Б.М. Юсупова (1982), которая заключается в признании метаносферы в качестве основного источника углеводородного потенциала земной коры. Залежи нефти образуются в глубоких осадочных бассейнах там, где углеводороды биогенного происхождения обогащаются поступающим снизу (из глубин земли) метаном. Необходимо проводить исследования по проверке идей М.А. Камалетдинова и др. (1981) о широком распространении на платформах несоответствия структурных планов различных отложений, вытекающих из представлений о шарьяжно-надвиговом происхождении складчатости. Все эти идеи, научные прогнозы и гипотезы нужно проверять и разрабатывать дальше.

Нетрадиционными источниками углеводородного сырья в Татарстане являются природные битумы пермских отложений, залегающие на глубинах до 400 м. Подтверждена региональная битумоносность пермских отложений Закамской Татарии, существенно уточнены закономерности пространственного распределения скоплений природных битумов, основные черты их строения, характер битумосодержания в скоплениях, представляющих промышленный интерес, в основном определена перспективность различных районов Татарстана (Муслимов, 1985), рис. 5. Проведенные исследования и опытно-промышленные работы по изысканию скважинных методов извлечения битумов показали перспективность и рентабельность разработки залежей битумоносных пород с применением тепловых методов (внутрипластовое горение, вытеснение паром). Так, на опытном участке

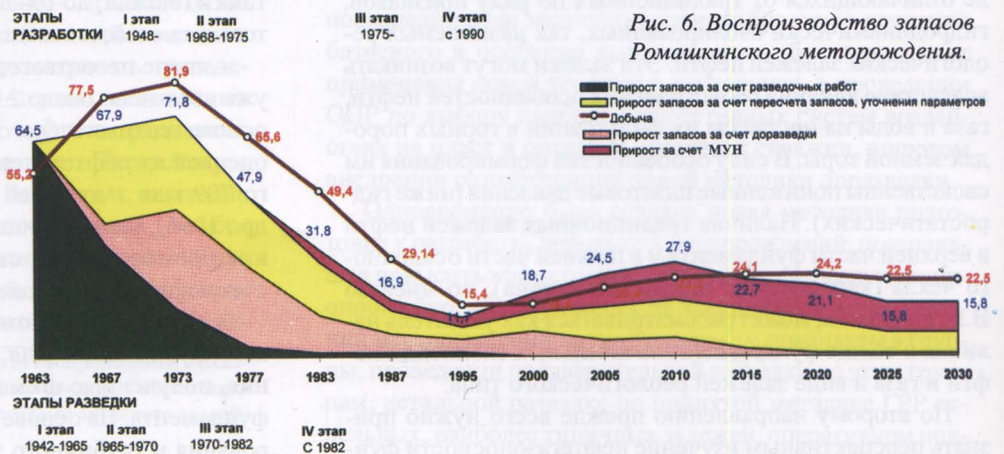


Рис. 6. Воспроизводство запасов Ромашкинского месторождения.

Мордово-Кармальского месторождения при разработке скважинными методами с применением внутрискважинного горения получена высокая нефтеотдача – около 40%.

Исследования показали рентабельность разработки части залежей ПБ при следующих условиях (в комплексе или раздельно): а) одновременного освоения залежей ПБ и нижележащих залежей высоковязких отложений в каменноугольных отложениях; в) организации специальной переработки непосредственно на месторождениях высоковязких нефтей и ПБ; с) использование ПБ для отопительных целей и получения электроэнергии на ТЭЦ.

Осуществление этих работ позволит ускорить использование залежей битумов и решить проблемы их рентабельной разработки.

Следующим важнейшим нетрадиционным направлением работ по расширению ресурсной базы нефтедобычи является повышение нефтеизвлечения из разведанных запасов нефти. Это положение закреплено в законе “О недрах” РФ. Но второй части проблемы – воспроизводства запасов, к сожалению, нет в законе “О недрах” РФ.

Повышение нефтеотдачи во все времена было приоритетным направлением. Современными проектами разработки в основных нефтедобывающих странах мира предусматривается, в основном, извлекать около 30 % запасов. В США и России эта величина несколько выше, в Татарстане – 36,7%. Это в среднем, в зависимости от геолого-физических условий она изменяется от 14 до 60 %.

Современные методы увеличения нефтеотдачи (МУН) можно разделить на вторичные, третичные и четвертичные. Вторичные – это системы разработки с использованием заводнения. Они подразделяются на традиционные и более прогрессивные – современные (гидродинамические). Они обеспечивают увеличение нефтеотдачи против традиционных на 3 – 10 пунктов. Гидродинамические МУН обычно учитываются в проектах разработки и официально принятые в балансах извлекаемые запасы приводятся с их учетом (Муслимов, 1999).

Под третичными понимают МУН, не связанные с разработкой месторождений на природных режимах, либо с закачкой в пласт необработанной воды. В соответствии с принятой в настоящее время классификацией третичные МУН подразделяются на 5 групп: физико-химические, физические, тепловые, газовые и микробиологические. Физико-химические и физические методы увеличивают нефтеотдачу на 2–8 пунктов, газовые – на 13–15 пунктов, тепловые существенно выше – на 30–40 пунктов.

Увеличение нефтеотдачи за счет МУН учитывается в проектах разработки в основном для месторождений, разработка которых без применения МУН практически нерентабельна. Это касается, в основном, тепловых и газовых МУН. Увеличение нефтеотдачи за счет остальных групп МУН, как правило, в балансе запасов не учитывается. Это резерв увеличения извлекаемых запасов.

Следует подчеркнуть, что, несмотря на многочисленность третичных МУН, на практике не существует универсальных, достаточно эффективных для мас-

сового применения МУН в широком диапазоне геологических условий. Поэтому основной задачей является путем обобщения опыта применения различных МУН составить программы применимости их для конкретных геологических условий. Иначе говоря, приоритетной является задача подбора наиболее эффективных МУН для конкретных залежей с учетом стадии и особенностей их разработки. Отсутствуют третичные МУН для наиболее сложных условий (маломощные и низкопроницаемые пласты, трещинно-поровые карбонатные коллектора, залежи на больших глубинах). Эти методы предстоит создать. К сожалению, исследователи этому вопросу не уделяют должного внимания.

Особняком стоит важнейшая проблема – извлечение остаточной нефти. Под ней мы понимаем количество нефти, остающейся в пласте после извлечения части балансовых запасов гидродинамическими или другими методами, предусмотренными проектной документацией на разработку месторождения.

Исследования показали, что остаточные нефти выработанных пластов могут быть разделены на две группы: слабоизмененные и сильнопреобразованные, рис. 7 (Петрова и др., 1999): первая группа состоит из подвижных и малоподвижных нефтей. Подвижные нефти первой группы – это нефти, не извлеченные из пласта по причине низкого охвата заводнением как по площади, так и по разрезу. Для их извлечения нужно применение гидродинамических и третичных МУН, повышающих охват заводнением. Из третичных МУН для этих целей эффективно применение физико-химических (полимерное заводнение, полимер-дисперсные системы – ПДС, закачка эфиров целлюлозы, чередующая закачка нефти и воды, закачка сернокислого глинозема и другие потокоотклоняющие технологии) и газовых методов.

В малоподвижных остаточных нефтях первой группы в основном наблюдается уменьшение соотношения неполярных (масел) и полярных (спирто-бензольных смол и асфальтенов) компонентов за счет увеличения вклада последних. Анализ структурно-группового состава спирто-бензольных смол и асфальтенов показал, что в компонентах остаточных нефтей углеводородный скелет содержит больше гетерофункциональных групп, соответствующих фенолам, кетонам, карбоновым кислотам, амидам и сульфоксидам. Удерживание их на породе обуслов-

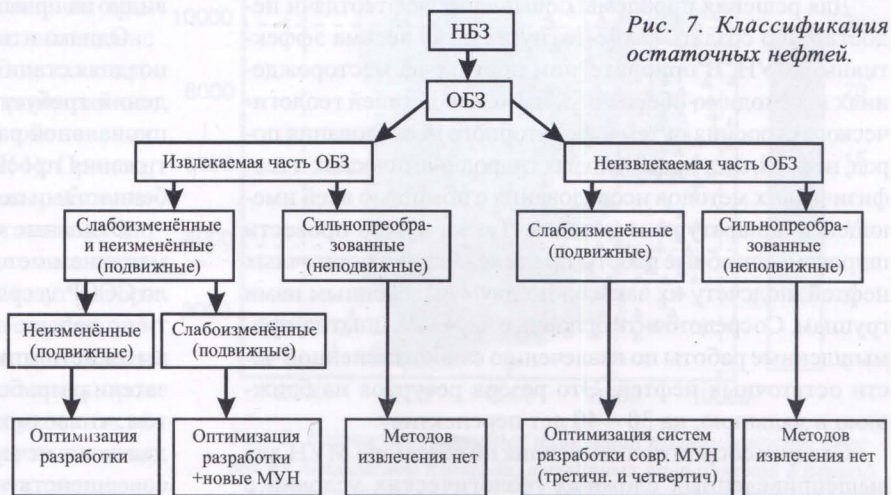


Рис. 7. Классификация остаточных нефтей.

лено взаимодействием между активными центрами кристаллической решетки и наиболее полярными группировками в составе асфальтенов и спирто-бензольных смол.

Для извлечения малоподвижных нефтей первой группы, кроме названных физико-химических и газовых, дополнительно требуется применение методов, повышающих отмыв остаточной нефти из пласта (частично физико-химические, тепловые и микробиологические МУН).

Вторая группа состоит из сильнопреобразованных неподвижных нефтей. Сильнопреобразованные с различного рода нарушением коллоидного состояния нефти существенно отличаются от извлекаемых на поверхность. Установлено, что изменение коллоидного состояния нефтей, характерное для второй группы исследуемых объектов, связано с коагуляцией твердых парафинов. Выпадение их в виде осадков в пористой среде оказывает влияние на фильтрационные характеристики пластов и приводит их к «тепловой смерти». Аномалии в химическом составе наблюдаются в результате выпадения твердых парафинов при охлаждении пласта закачиваемой водой.

В остаточных нефтях увеличивается доля масел, так как высокомолекулярные парафиновые углеводороды являются их основной частью. В результате диспропорционирования компонентов добываемые нефти обогащаются смолисто-асфальтеновыми компонентами. Проявление процесса парафиноотложения является результатом длительной прокачки больших объемов холодной воды по высокопроницаемым пластам и пропласткам. Промышленно освоенных методов извлечения этой нефти пока не существует.

В зависимости от геологических условий после выполнения проектов разработки в нефтяных залежах Татарстана должно остаться от 40 до 86 % геологических запасов. Если остаточную нефть принять за 100 %, то на долю первой группы слабоизмененных остаточных нефтей приходится от 30 до 70 %. Остальные - запасы сильнопреобразованных нефтей. Современное состояние науки позволяет полагать, что технологически можно будет извлечь 80 - 90 % остаточных запасов первой группы. Для этого необходимо комплексирование различных методов (полимерного заводнения, эфиров целлюлозы и полимер-дисперсных систем с волновыми методами, микробиологических) и самое главное - изучение геологических особенностей месторождения и подбор в соответствии с этим эффективного МУН.

Для решения проблемы повышения нефтеотдачи недостаточно создать какие-то, пусть даже весьма эффективные МУН. В приоритетном порядке на месторождениях необходимо обеспечить изучение деталей геологического строения путем лабораторного исследования пород, нефтей, вод, промысловых гидродинамических и геофизических методов исследования с помощью всей имеющейся аппаратуры и методов. Также нужно провести широкомасштабные работы по исследованию остаточных нефтей, подсчету их запасов по двум выделенным нами группам. Сосредоточить основные научные, опытно-промышленные работы по извлечению слабоизмененной части остаточных нефтей. Это резерв ресурсов на ближнюю и дальнюю, на 30 - 40 лет перспективу.

Следует сосредоточить усилия по созданию МУН для вышеприведенных сложных геологических условий с

учетом их применения с самого начала разработки. Проводить поисковые НИР и опытно-промышленные работы (ОПР) по созданию методов извлечения сильно преобразованной части остаточных нефтей на месторождениях, где их доля является существенной. Для решения этой проблемы в перспективе, видимо, могут быть применены МУН: микробиологические, волновые, тепловые в комплексе с волновыми, физические с волновыми.

Этими вопросами необходимо заниматься уже сейчас, так как все это требует значительного времени. Создание и внедрение принципиально нового МУН требует не менее 10 лет. Пока будет существовать нефтяная промышленность, до тех пор нефтяники будут решать проблему повышения нефтеизвлечения. Американские специалисты считают возможным в будущем достижение нефтеизвлечения 45 %, а теоретически мыслимым 60 %.

Стратегия освоения нефтяных ресурсов региона на поздней стадии заключается в одновременном изучении традиционных для данной нефтегазоносной провинции объектов нефтепоисковых работ и исследовании на нетрадиционных направлениях. Причем методы изучения должны быть как апробированные для провинции, так и в обязательном порядке должны применяться нетрадиционные методы исследования и новые подходы решения проблемы расширения ресурсной базы региона. Проведение работ на традиционных объектах должно обеспечить решение тактических задач воспроизводства минерально-сырьевой базы при текущем и среднесрочном планировании, а также стратегических задач при перспективном планировании. Исследование нетрадиционных объектов поисков должно быть направлено на решение стратегических задач обеспечения ресурсной базы развития добычи УВ на длительную перспективу. Доля средств на исследование нетрадиционных объектов должна непрерывно возрастать по мере истощения традиционных объектов поисков и появления положительных результатов и новых геологических идей на нетрадиционных направлениях работ. Со временем на исследование нетрадиционных объектов должно выделяться средств больше, чем на обычных направлениях работ. На поздней стадии развития нефтедобычи необходимо уделять все большее внимание применению новейших МУН.

Затраты на эти работы необходимо непрерывно увеличивать, так как доля подготавливаемых извлекаемых запасов за счет МУН будет неуклонно возрастать. Это видно на примере Ромашкинского месторождения, рис. 6.

Однако и этого, видимо, будет недостаточно, так как поздняя стадия разработки эксплуатируемых месторождений требует значительных затрат на обеспечение рациональной разработки нефтяных залежей с целью достижения проектной нефтеотдачи. Это объясняется особенностями поздней стадии разработки месторождений.

Основные месторождения РТ разрабатываются с применением методов заводнения. Применение их позволило СССР за сравнительно короткий период времени выйти по добыче нефти на первое место в мире, обеспечить высокие темпы добычи и технико-экономические показатели разработки. В этом никто не сомневается, как и в том, что возможности метода заводнения на сегодня еще далеко не исчерпаны, - системы заводнения непрерывно совершенствуются и развиваются. Очевидно, этот метод

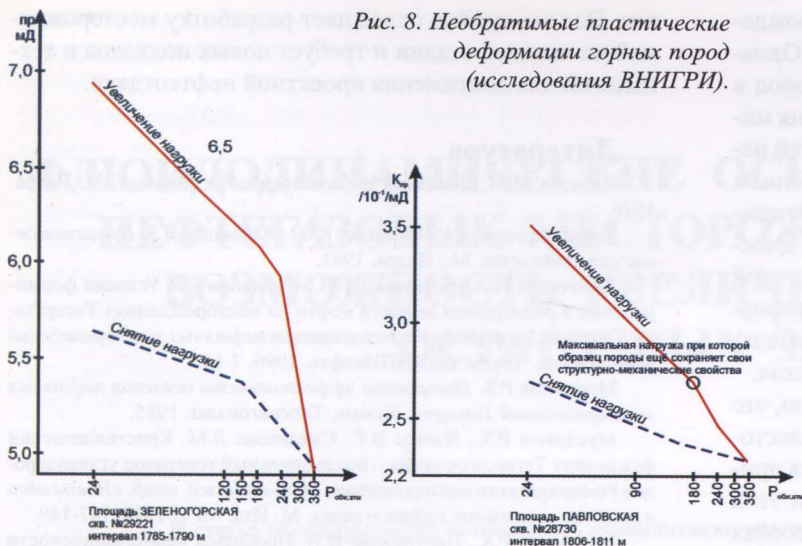


Рис. 8. Необратимые пластические деформации горных пород (исследования ВНИГРИ).

ному уменьшению продуктивности скважин.

Следующей важнейшей проблемой выработки пластов является влияние разработки месторождений на деформацию пород и, соответственно, на продуктивные характеристики горных пород. В связи с обнаруженными фактами отрицательного влияния снижения пластового давления на выработку запасов были поставлены специальные эксперименты. Изучалось влияние снижения забойного давления на продуктивность скважин путем гидродинамических (Н.Г. Зайнуллин, Р.Н. Дияшев), затем специальных исследований ВНИГРИ под руководством М.Д. Белонина и Р.С. Сахипгареева по влиянию снижения пластового давления на деформацию горных пород. Исследования по первому вопросу на Ромашкинском месторождении показали существенное снижение продуктивности скважин при значительном снижении забойных давлений и необходимость эксплуатировать скважины при рациональных (равных давлению насыщения) или оптимальных давлениях (на 15 – 20 % ниже давления насыщения).

в ближайшие 20–25 лет останется основным методом разработки большинства нефтяных месторождений. Однако, сегодня, после 55-летнего внедрения можно утверждать, что высокoeffективный метод заводнения обладает существенными недостатками, а именно:

- при разработке неоднородных, расчлененных объектов не обеспечивается полнота охвата заводнением пластов, в результате чего не вовлекаются в разработку значительные, в основном трудноизвлекаемые ТЗН, происходит разноскоростная выработка пластов, приводящая к преждевременному обводнению высокопроницаемых и оставлению нефти в малопроницаемых пластах;
- выработка заводненных пластов осложняется тем, что остаточная нефть “запечатывается” закаченной водой, а в призабойной и близлежащих зонах пласта выпадают асфальто-смоло-парафиновые осадки (АСПО);
- ухудшаются свойства остаточной нефти, приводящие к образованию в пласте окисленной, осерненной, малоподвижной и неподвижной, биодegradированной нефти;
- создаются проблемы в возможности извлечения оставшихся извлекаемых запасов из невырабатываемых или слабообрабатываемых, менее проницаемых, смежных с заводняемыми пластами по причине выпадения парафина вследствие снижения температуры (охлаждения) пласта из-за закачки холодных вод и ухудшения свойств нефти (повышение вязкости, утяжеление, осернение).

Снижение температуры в пластах из-за закачки холодных вод одновременно со снижением давления приводит к переохлаждению, что обуславливает выпадение кристалликов парафина, выпадению АСПО и, как следствие, к коагуляции ими пор, снижению проницаемости пород и способствует усилению неьютоновских свойств нефти (Непримеров и Шарагин, 1961). Причем, это происходит как в заводняемых, так и невырабатываемых пластах, на достаточно больших расстояниях (до нескольких сотен метров) от нагнетательных скважин.

Исследования показывают, что АСПО могут адсорбироваться на поверхности породы и сильно снижают величину нефтепроницаемости пласта при отсутствии и наличии остаточной воды. Чем меньше начальная проницаемость, тем больше при прочих равных условиях её снижение. Все это приводит к техногенному снижению проницаемости пласта, а, следовательно, и к техноген-

исследованиям ВНИГРИ по нагружению и разгрузке пласта показали на наличие необратимых пластических деформаций при снижении пластового давления (Рис. 8).

Особенно актуальной является проблема необратимых деформаций для карбонатных сред. Благодаря изменениям при формировании и разрушении нефтяных залежей они приобретают особую чувствительность и остро реагируют на изменение давлений в процессе разработки.

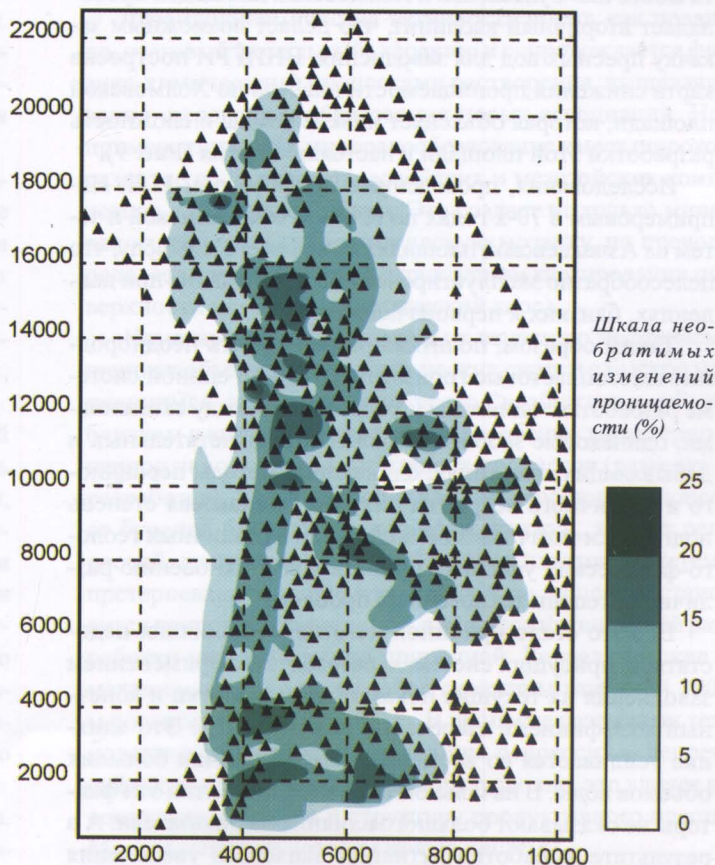


Рис. 9. Карта необратимых изменений проницаемости пласта А1 Холмовской площади, вызванных разработкой в период с 1953 по 1996 гг.

Для терригенных пород Ромашкинского месторождения, казалось бы, эта проблема стоит менее остро. Однако установленная существенная децементация пород в зоне стабилизации древних ВНК за счет растворения минералов под действием продуктов окисления нефтей нередко способствует разрыхлению пород с нарушением их устойчивости к механическому воздействию. Открытие явления разрушения коллекторов в процессе дискретно-периодического формирования нефтяных залежей в терригенных кварцевых породах, для которых деформации пород традиционно предполагались исключительными за счет их глинизации в условиях седиментогенеза.

Предварительными исследованиями установлено, что для конкретных площадей существуют пределы пластовых и забойных давлений, при которых появляются признаки необратимых деформаций пород. Признаки этих деформаций отсутствуют при минимальных депрессиях 2,9 (Азнакаевская) – 3,5 МПа (Южно-Ромашкинская). Это согласуется с наибольшей степенью разуплотнения коллекторских сред на уровнях стабилизации древнего ВНК за счет децементации и растворения обломочных зерен кварца (Азнакаевская пл.), а меньшей степени их разуплотнения отвечают максимальные значения предела снижения пластового давления (Южно-Ромашкинская пл.).

Детальными петрографо-минералогическими исследованиями обнаружено резкое различие минерального состава глинистого цемента. На Южно-Ромашкинской и Азнакаевской площадях преобладают поровые и пленочные образования монтмориллонита, что исключает возможность закачки пресных вод. В составе глинистого цемента Восточно-Сулеевской и Холмовской площадей преобладает вторичный каолинит, что делает возможным закачку пресных вод для заводнения. ВНИГРИ построена карта снижения проницаемости пластов по Холмовской площади, которая объясняет низкие темпы и сложность разработки этой площади в настоящее время (Рис. 9).

Исследования, проведенные профессором Н.Н. Непримеровым в 70-х годах по Южно-Ромашкинской и затем на Азнакаевской площадях привели его к выводу, что целесообразно эксплуатировать месторождение при давлениях, близких к первоначальному.

Таким образом, политика разрабатывать неоднородные многопластовые горизонты Д1-Д0 по единой системе разработки: одинаковые расстояния между скважинами, одинаковые забойные давления в нагнетательных и добывающих скважинах, одинаковые методы первичного и вторичного вскрытия пластов, одинаковая степень подготовки закачиваемой воды и т.д. в различных геолого-физических условиях привела к возникновению различной степени техногенных проблем.

Все это стало причиной негативного влияния недостатков, присущих системам разработки с применением заводнения на текущие показатели разработки и конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). Это влияние усиливается во времени, по мере закачки больших объемов воды. В начальном периоде разработки эти факторы не оказывают большого влияния на показатели. А в результате выработки активных запасов и увеличения ТЗН влияние техногенных факторов на выработку остаточных запасов существенно усиливается. Потери в конечной нефтеотдаче могут составить 5–6 и более пунк-

тов. Все это крайне осложняет разработку месторождений на поздней стадии и требует новых подходов и технологий для достижения проектной нефтеотдачи.

Литература

- Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. М. Недр. 1976.
- Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Происхождение складчатости. М.: Недр, 1981.
- Ларочкина И.А., Богатеев Ш.М., Кириллов Е.Р. Условия формирования и размещения залежей нефти на месторождениях Татарстана. Геология, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана. Труды ТатНИПИнефть. 1996. 7-12.
- Муслимов Р.Х. Повышение эффективности освоения нефтяных месторождений Татарии. Казань, Таткиноиздат. 1985.
- Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Кристаллический фундамент Татарского свода – потенциальный генератор углеводородов Ромашкинского месторождения. Мат-лы между. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». М. Изд. МГУ. 1998. 147-149.
- Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Проблемы нефтегазоносности кристаллического фундамента и его роль в формировании залежей нефти в осадочном чехле. Мат-лы... (См. ссылку выше). 1998. 150-151.
- Муслимов Р.Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности нефтеотдачи пластов. Казань, Изд. КГУ. 1999.
- Непримеров Н.Н., Шарагин А.Г. Особенности внутриконтурной выработки нефтяных пластов. Казань, Издательство КГУ. 1961.
- Петрова Л.М., Фосс Т.Р., Романов Г.В., Ибатуллин Р.Р. Сопоставительный анализ остаточных нефтей при отложении в пласте твердых парафинов с высокопарафинистыми нефтями. Труды конф. «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений». Казань. 1999. 430-434.
- Юсупов Б.М. Новая концепция проблемы происхождения нефти и природного горючего газа. Башкирский филиал АН СССР, Уфа. 1982.



**Ренат Халиуллович
Муслимов**

Профессор, доктор геол.-мин. наук. Государственный советник при Президенте Республики Татарстан по вопросам недропользования, нефти и газа. Почетный член Хьюстонского геологического общества (США), действительный член РАЕН; Российской Академии горных наук; Академии минеральных

ресурсов и других научных обществ. Является членом и экспертом центральной комиссии по разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений Минтопэнерго. В настоящее время осуществляет руководство федеральной программой «Воспроизводства минерально-сырьевой базы и повышения эффективности добычи полезных ископаемых по Республике Татарстан», научное руководство республиканской «Государственной концепцией развития нефтегазового комплекса РТ на период до 2015 г.», нетрадиционными направлениями поисков залежей углеводородов и разработки нефтяных месторождений и другими программами. Лауреат Государственной премии, дважды лауреат премии им. И.М. Губкина, дважды лауреат премии Миннефтегазпрома СССР, лауреат премии Правительства РФ; имеет два Ордена Трудового Красного Знамени, Орден «Дружбы народов» и множество других наград и званий.