

# ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ПОДТОКА ГЛУБИННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ ЗАЛЕЖИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

(на примере Миннибаевской площади)

В статье приведены результаты комплексного анализа геолого-промысловых данных по разрабатываемым площадям Ромашкинского месторождения с целью исследования современного процесса подтока глубинных углеводородов и восполнения существующей нефтяной залежи. Отмечено большое потенциальное значение исследований процесса восполнения залежей нефти.

*Ключевые слова:* нефть, месторождение, дебит, восполнение запасов, аномальные параметры скважин.

Начиная с 1999 г., в институте «ТатНИПИнефть» проводятся исследования возможности увеличения извлекаемых запасов нефти за счет подтока глубинной нефти в разрабатываемые залежи. Этот предполагаемый феномен имеет большой научный и огромный практический интерес, так как представляет собой нетрадиционный подход к проблеме увеличения извлекаемых запасов нефти разрабатываемых месторождений. Он является наиболее спорным, но наименее затратным и потенциально наиболее эффективным, и, если мы надеемся на долгосрочные перспективы добычи нефти в Татарстане, то должны оценить все аспекты варианта глубинного генезиса нефти.

На начальном этапе исследований нами осуществлялся поиск косвенных признаков, подтверждающих вероятность подтока глубинной нефти через Алтунино-Шунакский прогиб (АШП) в горизонты  $D_1, D_0$  Ромашкинского месторождения. АШП разделяет два крупнейших по запасам нефти Ромашкинское и Ново-Елховское месторождения и является в этом смысле уникальным объектом для оценки его роли, по нашему мнению, в качестве вероятного проводника глубинной нефти.

На основе статистического анализа данных нефтепромысловой геохимии, динамики добычи нефти Ромашкинского месторождения и др. выявлено на данном разведочном этапе исследований, по нашему мнению, 10 косвенных признаков, подтверждающих версию возможного подтока глубинной нефти через «незалеченные» полностью каналы АШП в горизонты  $D_1, D_0$  западных площадей Ромашкинского месторождения.

Шесть площадей Ромашкинского месторождения, гра-

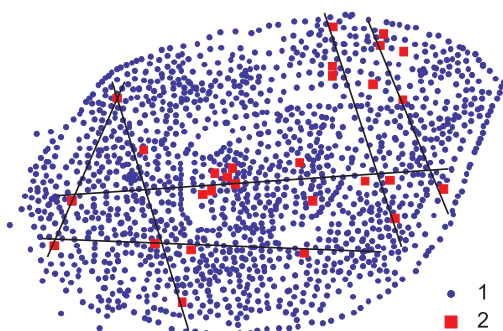


Рис. 1. Схема расположения аномальных скважин на Миннибаевской площади. Нормальные (1) и аномальные (2) скважины.

начащие с АШП (Березовская, Северо-Альметьевская, Альметьевская, Миннибаевская, Зай-Каратайская и Куакбашская), будем называть «ближними» или западными площадями, а остальные 15 площадей – «дальними» от АШП. Таким образом, задача вырождается из глобальной, более чем вековой, до сих пор неразрешенной проблемы происхождения нефти и формирования нефтяных месторождений, в рутинно статистическую задачу распознавания и идентификации параметров и показателей разработки двух выборок площадей Ромашкинского месторождения: 6 ближних (западных) и 15 дальних (восточных) площадей.

Для статистической оценки меры различия объектов этих двух выборок использовался непараметрический критерий Вилкоксона-Манна-Уитни (Закс, 1976). Для технических приложений в математической статистике принято, что если доверительная вероятность ( $P$ ) не меньше 0,95 (уровень значимости нуль-гипотезы не выше 0,05), то такие выборки по данному параметру отличаются значимо, существенно, т.е. не принадлежат к одной генеральной совокупности.

С достаточной надёжностью (доверительная вероятность 0,975-0,999) можно утверждать, что девонские нефти 6 ближних к АШП площадей Ромашкинского месторождения более «глубинные» нежели нефти 15 дальних от АШП площадей, так как имеют более низкую плотность (в среднем 803 кг/м<sup>3</sup> против 806 кг/м<sup>3</sup>), более высокие температуры насыщения пластовой и дегазированной нефти парафином (в среднем соответственно 24,6 °С и 24,3 °С против 22 °С и 21,6 °С), характеризуются более низкими



Рис. 2. Динамика отношения средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин Миннибаевской площади за 40 лет их эксплуатации.

величинами коэффициента светопоглощения ( $445 \text{ с}^{-1}$  против  $555 \text{ с}^{-1}$ ). При этом оказалось, что нефти с минимальными величинами  $K_{\text{сп}} = 423 \text{ см}^{-1}$ , т.е. наиболее светлые добывались на юго-западе Миннибаевской площади, т.е. вблизи от АШП (Гильманшин, Глузов, 1964). Установлено, что по трём параметрам (общая толщина  $D_1 D_0$ , коэффициент песчаности продуктивной части, коэффициент распределения запасов нефти по пластам) ближние и дальние площади статистически различаются между собой. При этом песчаность ближних площадей существенно меньше, а коэффициент распределения запасов ближних площадей существенно больше, чем эти параметры в выборке дальних площадей (Муслимов и др., 1995).

Анализ динамики годовой добычи нефти показал, что западные площади характеризуются меньшим снижением годовых уровней добычи. Так, для 6 ближних к АШП площадей кратность снижения годовой добычи нефти ( $Q_{\text{макс}}/Q$ ) через 10 и 15 лет после года максимальной добычи, а также кратность снижения годовой добычи в 15 году по отношению к 10 после года максимальной добычи нефти ( $Q^{10 \text{ лет}}/Q^{15 \text{ лет}}$ ) составляет 1,327-2,693 (в зависимости от рассматриваемого варианта), в то время как для остальных площадей эти параметры равняются 1,842-4,907.

Миннибаевская площадь Ромашкинского месторождения, непосредственно граничащая с АШП, разделена на 7 блоков. Ближними к АШП являются три западных блока: 2, 3 и 7 (Чупаевский участок). Самый западный блок 7 (Чупаевский участок) характеризуется самой низкой нефтенасыщенной толщиной, наименьшей песчаностью, самой большой долей начальных балансовых запасов (НБЗ) с подошвенной водой, самой низкой долей начальных балансовых запасов в высокопродуктивных коллекторах, самой низкой величиной проектного коэффициента извлечения нефти, самым высоким отношением доли добывающих скважин к доле извлекаемых запасов, но при всем этом 7 блок дает наибольший среднесуточный дебит нефти на одну добывающую скважину среди всех семи блоков Миннибаевской площади (7,10 т/сут против 4,24-6,57 т/сут).

Установлено, что выборка трех ближних блоков существенно (с доверительной вероятностью 0,95) отличается от выборки четырех дальних блоков Миннибаевской площади по такому показателю, как индекс годовой добычи нефти. Индекс годовой добычи нефти ( $I^*$ ) – это относительный темп годового отбора нефти по блоку относительно этого параметра по площади. Этот параметр, рассчитанный для 1987 г. для выборки ближних блоков, существенно выше (1,767-1,046), чем для выборки дальних блоков (0,738-1,035). Доверительная вероятность такого различия по критерию Вилкоксона-Манна-Уитни составляет 0,95.

Если рассматривать динамику изменения индекса годовой добычи нефти в течение всей истории разработки семи блоков (по пятилеткам), то практически достоверное различие ( $P = 0,995$ ) этого параметра для трех ближних и четырех дальних блоков получено в варианте с 1970 по 1995 гг., т.е. за 26 лет. В этом варианте средняя величина индекса годовой добычи нефти ближних трех блоков составила 1,2500, а дальних четырех блоков – 0,9469.

Сравнение средних величин водо-нефтяного контакта (ВНК) по блокам Миннибаевской площади показало, что наибольшую глубину этот параметр имеет самый запад-

ный 7 блок (Чупаевский участок), непосредственно примыкающий к Алтунино-Шунакскому прогибу. В целом 3 ближних блока имеют среднюю величину ВНК, равную минус 1488,6 м, а 4 дальних блока минус 1487,8 м. На Ново-Елховском месторождении на восточном крыле структуры, примыкающей к Алтунино-Шунакскому прогибу, ВНК также на 2-3 м ниже, чем на западном.

Все это подтверждает наблюдение К.Б. Аширова, что «практически у всех залежей на крутых крыльях структур, примыкающих к вертикальным разломам, ВНК располагается ниже, чем на противоположных пологих крыльях» (Муслимов, 1999). На основании этого К.Б. Аширов пришел к выводу «о геологически позднем времени формирования месторождений, в ряде случаев еще не завершившемся», что связано «с подтеканием в залежь нефти из примыкающей нефтесборной площади» (Аширов, 1998).

Полностью соглашаясь с этим, отметим лишь то, что единственной «нефтесборной площадью» для Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений может быть АШП, разделяющий эти месторождения. Но так как его объем ничтожно мал, чтобы генерировать 5 млрд. т нефти по органической осадочно-миграционной теории, то гипотеза образования (в том числе продолжающегося) залежей за счет глубинной нефти (в нашем случае через АШП), т.е. «нефтесборной площади» под девонном, является достаточно обоснованной.

По материалам отчета АО «Татнефтегеофизика» за 1996 г. «Изучение современной сейсмоструктуры на территории Республики Татарстан» нами были совмещены на одной карте участки проявления сейсмичности (эпицентры землетрясений выше 8-го энергетического класса и участки, формирующие  $\beta$ -аномалии). Была выделена зона шириной 10 км, внутри которой находится АШП. Оказалось, что в этой зоне количество эпицентров землетрясений равно 4, а количество участков, формирующих  $\beta$ -аномалии, равно 18. Отсюда концентрация первых сейсмоявлений равна  $4/10 = 0,4$ , а вторых  $18/10 = 1,8$ . Вне зоны АШП охваченная исследованиями ширина Ново-Елховского и Ромашкинского месторождений составляет 52 км. В ней зафиксированы 5 эпицентров землетрясений и 23 участка, формирующих  $\beta$ -аномалии. Отсюда концентрация первых составляет  $5/52 = 0,096$ , а вторых –  $23/52 = 0,44$ . Из всего сказанного следует, что зона АШП в 4 раза более сейсмоактивна, нежели зоны вдали от этого феномена, т.е. АШПкратно более «живой», чем территория вне его.

Следующим этапом нашей работы была попытка выявления, распознавания и идентификации конкретных скважин, в районе которых вероятен (был или есть) подток нефти на примере горизонтов  $D_1 D_0$  Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения.

Считаем, что возможный подток («подпитка») по Р.Х. Муслимову (Муслимов, Изотов, Ситдикова, 1991; Муслимов, 1999; 2005)) глубинной нефти в горизонты  $D_1 D_0$  Ромашкинского месторождения вероятнее всего имеет точечный характер как по площади, так и во времени, при этом явных прямых признаков этого явления нет, иначе оно давно было бы замечено в процессе длительной разработки и эксплуатации Ромашкинского месторождения.

Очевидно, что для идентификации аномальных скважин необходимо использовать параметры, по физическому смыслу потенциально чувствительные к проявлению

изучаемого феномена. С другой стороны, эти параметры идентификации должны отображать не только сегодняшнее состояние объектов разработки, но и всю историю их техногенной жизни.

На первом этапе исследований, целью которых являлся поиск косвенных признаков проявления феномена современного подтока нефти в горизонты  $D_1D_0$  Миннибаевской площади, после проведения большого объема трудоемких поисковых исследований были выбраны две группы параметров: результаты нефтепромысловой геохимии нефтей (физико-химические свойства добываемых нефтей) и гидродинамических исследований скважин, а также дебиты по скважинам и во времени с учетом гидродинамических параметров скважин. Для идентификации скважин с аномальными параметрами на Миннибаевской площади выполнен корреляционный анализ парной взаимосвязи всех этих параметров (корреляционная матрица). На его основе с использованием гистограмм распределения этих параметров нефти и пластов, кластерного анализа и графической ранговой классификации выявлены скважины с экстремальными величинами параметров. Такие скважины были условно нами названы аномальными по тому или иному параметру идентификации, предположительно (возможно) связанному с искомым феноменом.

Но величину любого геолого-промыслового параметра, в том числе аномального, включая свойства добываемых жидкостей, практически всегда можно объяснить причинами, совершенно не относящимися к предполагаемому нами феномену. Поэтому для снижения такой неопределенности и тем самым для повышения надежности пока нельзя использовать только один какой-либо параметр, а необходимо использовать несколько параметров. Таким образом, задача идентификации аномальных скважин, пока не найден прямой индикатор подтока глубинной нефти, строго говоря, приводит к многовариантным решениям.

В результате было выявлено 35 вариантов идентификации скважин с аномальными параметрами и их расположение на Миннибаевской площади. Такое большое количество вариантов распознавания аномальных скважин обусловлено тем, что мы не располагаем стопроцентно прямыми признаками предполагаемого феномена современного подтока глубинной нефти в горизонты  $D_1D_0$ .

Как известно (Закс, 1976), при проверке гипотез (в нашем случае – существует или не существует предполагаемый феномен) возможны два ошибочных решения:

1. Неправильное отклонение нуль-гипотезы, в то время как нуль-гипотеза верна (в нашем случае – считаем, что наш феномен существует, а на самом деле его нет) – это ошибка 1-го рода.

2. Неправильное принятие нуль-гипотезы, в то время как в действительности нуль-гипотеза неверна (в нашем случае, отрицание предполагаемого феномена, а на самом деле он существует или существовал в последние 50 лет) – это ошибка 2-го рода.

По нашему мнению, очевидно, что гораздо выгоднее совершить ошибку 1-го рода, чем ошибку 2-го рода, учитывая выгоды и потери, которые являются следствием ошибочных решений.

Наши основные дальнейшие усилия были направлены на поиск прямых (по крайней мере, некосвенных) признаков предполагаемого современного подтока нефти в  $D_1D_0$

Миннибаевской площади. Такой подход, по нашему мнению, можно реализовать путем детального изучения динамики дебитов нефти каждой добывающей скважины в течение 50 лет разработки Миннибаевской площади с учетом и вычленением всех техногенных воздействий, направленных на интенсификацию разработки и увеличения нефтеотдачи. Один из вариантов такого подхода основан на инверсиях дебитов нефти в течение жизни каждой скважины, т.е. когда долговременное естественное падение дебитов «вдруг» сменяется долговременным ростом дебитов нефти. Для уменьшения затрат времени и снижения трудоемкости при выполнении громадной работы нами разработана методика идентификации скважин с прямым (некосвенным) признаком предполагаемого феномена путем последовательного фильтрования (отбраковки) скважин через набор четырех «сит» (этапов).

Первое «сито» заключается в выявлении статистически существенных инверсий среднесуточных дебитов по годам (годовая добыча нефти, деленная на отработанные сутки) в динамике эксплуатации каждой добывающей скважины, проработавшей не менее 10 лет, по строго единой методике с применением непараметрического критерия распознавания образов Вилкоксона-Манна-Уитни (Закс, 1976) (по 5 лет до и после инверсии). В результате на этом этапе выявлено 263 скважины, в которых зафиксировано 316 инверсий.

Второе «сито» заключается в выявлении и исключении скважин с инверсиями дебитов, вероятно обусловленных реализацией различных ГТМ (увеличение диаметра штуцера при фонтанной эксплуатации, смене насоса на более производительный, дострел пластов, обработка призабойной зоны, водоизоляционные работы, воздействие на пласт через ближайшие нагнетательные скважины и др.) в последний год до инверсии и в первый год после инверсии. Эта работа выполнялась независимо друг от друга в НГДУ «Альметьевнефть» и ТатНИПИнефть. В результате из 263 скважин второе «сито» прошла 81 скважина.

Третье «сито» заключается в выявлении и исключении скважин с инверсиями дебитов нефти, не обусловленных ГТМ (после второго «сита»), но потенциально обусловленных вводом под закачку воды близлежащих (1000 м) нагнетательных скважин в период 5 лет до инверсии и одного года после инверсии. В результате из 81 скважины третье «сито» прошло 47 скважин.

Наконец, четвертое «сито» заключается в построении динамических рядов среднесуточных дебитов нефти по оставшимся (после третьего фильтра) скважинам по пяти годам до и после инверсии с исключением скважин, инверсия дебитов которых может быть обусловлена дополнительными техногенными факторами, в том числе повышением пластового давления. В результате из 47 скважин после третьего «сита» четвертое «сито» прошло 28 скважин. Расположение этих 28 скважин на Миннибаевской площади близко к двум субширотным и четырем субмеридиальным линиям (Рис. 1).

На рисунке 2 приведена дважды сглаженная трехчленной скользящей средней динамика отношений средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин в течение 40 лет их эксплуатации. Видно, что максимумы этого параметра наблюдаются в 1962, 1976 и 1991 годах, т.е. через 14 лет. Причем этот феномен сравни-



# НЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ГЛУБИННОЙ ДЕГАЗАЦИИ ГЕОСТРУКТУР ТАТАРСТАНА

Для геолого-тектонических условий Южно-Татарского свода масштаб нефтеносности прямо пропорционален интенсивности неотектонических движений, интенсивность и амплитуды положительных движений новейшего тектонического этапа развития земной коры способствуют аккумуляции нефти в антиклинальных ловушках. Восходящий режим новейших движений вызывает направленный поток нефтефлюидов из областей генерации к антиклинальным структурам. При наличии надежных покрышек и других благоприятных факторов из поступающих углеводородов образуются залежи нефти и газа.

*Ключевые слова:* неотектоника, амплитуда, структура, нефтефлюиды.

## Введение

В настоящее время геологическое разъяснение противоречия между нефтегенерирующим потенциалом доманикитов осадочной толщи Татарстана (порядка 700 млн. т) и фактическим объемом добытой нефти (более 3 млрд. т) имеет весьма важное значение (Муслимов, 2007), т. к. от этого зависит дальнейшая стратегия нефтедобычи респуб-

лики. Данное противоречие находит достаточно хорошее объяснение с учетом новейшей геодинамики земной коры и предполагаемого подтока глубинных углеводородов по каналам зон деструкции кристаллического фундамента. К тому же, в настоящее время считается доказанным, что ведущая роль в образовании месторождений нефти и газа принадлежит неотектоническим движениям.

Окончание статьи Р.С. Хисамова, Р.Р. Ибатуллина, М.И. Амерханова, С.С. Слесаревой «Оценка возможного подтока глубинных углеводородов в разрабатываемые залежи...»

тельно более заметен в начальные годы разработки эксплуатационного объекта на естественном режиме. Затем он затухает по абсолютной величине по мере интенсификации техногенных воздействий на пласт силовыми методами, в том числе и, особенно, в результате тотального применения внутриконтурной закачки воды под избыточным давлением нагнетания, но проявляется (наиболее четко через каждые 14 лет) при более тонком анализе динамики дебитов скважин по нефти.

В заключении следует отметить, что проводимые нами исследования возможности увеличения извлекаемых запасов нефти терригенного девона за счёт современного подтока глубинной нефти с локализацией зон такой подпитки должны рассматриваться только как предварительные. Однако результаты, полученные при выполнении этих работ, обосновывают, по нашему мнению, большие перспективы для продолжения исследований.

## Литература

Аширов К.Б. О реальных возможностях научно-технического прогресса в нефтедобывающей отрасли. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. № 12. 1998. 2-11.

Гильманшин А.Ф., Глузов И.Ф. Применение фотоколориметрии нефтей для решения отдельных геолого-промысловых задач. *Мат-лы конф.: «Теоретические и экспериментальные исследования разработки нефтяных месторождений»*. Казань: изд-во КГУ. 1964. 154.

Закс Л. Статистическое оценивание. Пер. с нем. В.Н. Варыгина: под ред. Ю.П. Адлера и В.Г. Горского. М.: Статистика. 1976. 598.

Муслимов Р.Х. Развитие нефтегазового комплекса Республики Татарстан до 2020 г.: возможности и проблемы. *Нефтяное хозяйство*. № 5. 2005. 10-14.

Муслимов Р.Х. Пути расширения ресурсной базы на поздней стадии развития нефтедобывающих регионов. *Тр. науч.-практ. конф.: «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений»*. Казань. 1999.

Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова К.М. Роль кристаллического фундамента нефтегазоносных бассейнов в генерации и регенерации запасов углеводородного сырья. *Докл. конф.: «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Фундаментальные основы нефтя-*

*ной геологии»*. С-Пб: ВНИГРИ. Т.1. 1991. 268.

Муслимов Р.Х. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. М.: ВНИИОЭНГ. Т.1. 1995. 492.

R.S. Khisamov, R.R. Ibatullin, M.I. Amerkhanov, S.S. Slesareva.  
**Estimation of deep hydrocarbon possible inflow into the developed deposits of the Romashkino field, Tatarstan Republic, Russia (on the example of Minnibayevo area).**

The article presents the complex analysis results of geological and field data for the developed areas of the Romashkino field in order to study the modern process of deep hydrocarbons inflow and replenishment of the existing oil deposits. The great potential value of the research concerning replenishment of oil deposits is noted.

*Keywords:* petroleum, deposit, flow rate, production, replenishment of oil deposits, abnormal parameters of boreholes.

*Раис Салихович Хисамов*

Главный геолог – зам. генерального директора ОАО «Татнефть», д.геол.-мин.н, профессор.

423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75. Тел.: (88553) 307-117.

*Равиль Рустамович Ибатуллин*

Д.тех.н., директор Института «ТатНИПИнефть».

*Амерханов Марат Инкилапович*

Заведующий лабораторией повышения нефтеотдачи заводненных пластов Института «ТатНИПИнефть», к.тех.н.

423230, Бугульма, ул. М.Джалиля, 32. Тел.: (85594) 7-85-68.

*Валентина Вениаминовна Слесарева*

Старший научный сотрудник ООО «Наука»

423230, Бугульма, ул. М.Джалиля, 32. Тел.: (85594) 785-69.