



УДК 622:553.98

## МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ КАК ПОЛИГОН РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ



## DEPOSITS OF THE MELEKESS DEPRESSION AS A TESTING GROUND FOR THE DEVELOPMENT OF TECHNOLOGIES FOR INCREASING THE EFFICIENCY OF HIGH-VISCOSITY OIL PRODUCTION

### Мухаметшин Рустам Закиевич

доктор геолого-минералогических наук,  
профессор кафедры геологии нефти  
и газа им. акад. А.А. Трофимука,  
Казанский (Приволжский)  
федеральный университет;  
профессор кафедры литологии  
и геологии горючих ископаемых,  
Уральский государственный  
горный университет  
geoeng111@yandex.ru

### Махмутов Гульфар Расыхович

магистрант 2-го года обучения,  
Казанский (Приволжский)  
федеральный университет  
sojee@ya.ru

### Соловьёва Валентина Николаевна

кандидат технических наук,  
старший научный сотрудник,  
доцент кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет

**Аннотация.** Выполнен ретроспективный обзор внедрения технологий повышения нефтеотдачи на объектах высоковязкой нефти восточного борта Мелекесской впадины (в пределах Республики Татарстан), которые, как правило, имеют сложное неоднородное строение. Последнее в первую очередь касается залежей нефти в карбонатных коллекторах. Показаны факторы и причины, не позволяющие эффективно использовать традиционные системы и технологии разработки. На основании анализа показателей разработки залежей УВС, приуроченных к суперколлекторам во врезных зонах, сделан вывод о целесообразности выработки запасов нефти на природном режиме. В то же время обобщение данных промысловых исследований на ряде характерных объектов и опубликованные результаты применения новейших технологий (в частности, вскрытие пластов на депрессии) позволяют утверждать о реальных возможностях прироста извлекаемых запасов высоковязкой нефти.

**Ключевые слова:** высоковязкая нефть, Мелекесская впадина, карбон, продуктивный пласт, терригенный коллектор, карбонатная толща, плановое совпадение, эрозийный врез, сложность строения объекта, заводнение, технология вскрытия пласта, уплотнение сетки скважин, боковой ствол, применение МУН, одновременно-раздельная эксплуатация.

### Mukhametshin Rustam Zakievich

Professor of oil and gas geology,  
Kazan (Volga region) Federal University,  
Ural State Mining University  
geoeng111@yandex.ru

### Makhmutov Gulfar Rasykhovich

2nd year Master's Degree Student,  
Kazan (Volga region) Federal University  
cojee@ya.ru

### Solovyova Valentina Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor  
of oil and gas engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university

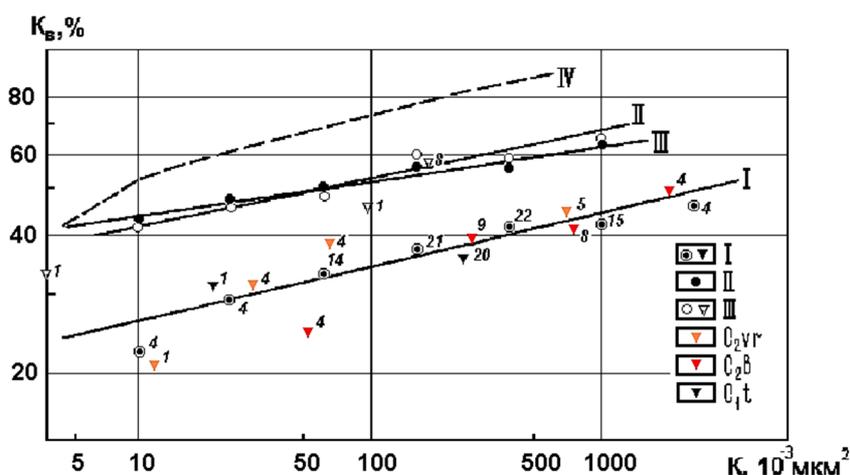
**Annotation.** A retrospective review of the introduction of enhanced oil recovery technologies at high-viscosity oil facilities, which have a complex heterogeneous structure on the Eastern side of the Melekess Depression (within the Republic of Tatarstan). The latter primarily relates to oil deposits in carbonate reservoirs. The factors and reasons that don't allow the effective using of traditional systems and development technologies are shown. Based on the analysis of the development indicators of hydrocarbon deposits associated with super collectors in the cut-in zones, it is concluded that it is advisable to develop oil reserves in the natural mode. At the same time, a generalization of field research data at a number of characteristic sites and the published results of applying the latest technologies (in particular, opening the formations in the depression) make it possible to state the real possibilities of increasing the recoverable reserves of high-viscosity oil.

**Keywords:** high-viscosity oil, Melekess Depression, carbon, reservoir, terrigenous reservoir, carbonate stratum, planned coincidence, erosion incision, complexity of the structure of the object, water flooding, formation drilling technology, well mesh compaction, sidetracking, application of EOR, multi-level oil recovery.



**З**алежи с высокой вязкостью (плотностью) нефти представляют собой особую категорию объектов с трудноизвлекаемыми запасами, требующих при их эксплуатации внедрения более активных систем разработки (плотных сеток скважин) и воздействия, более продолжительных сроков эксплуатации. Согласно ГОСТ Р 51858-2002 к таковым относятся нефти с вязкостью в пластовых условиях от 30 мПа·с и более. По критериальным оценкам они практически все подпадают под странный термин «битуминозные нефти». Системы разработки, применявшиеся для выработки запасов высокопродуктивных пластов, оказались низкорентабельными на месторождениях с высоковязкой нефтью (ВВН). В связи со значительным отставанием темпов выработки запасов залежей и месторождений с ВВН по сравнению с месторождениями с активными запасами, то объем запасов ВВН по разным источникам и оцененный в разные годы не претерпел существенных изменений – 7,2 млрд т геологические в целом по России, из которых 19 % приходится на Татарстан (А.А. Джавадян и др., 1998); 2,33 млрд т и 0,59 млрд т извлекаемые по Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносным провинциям соответственно (И.В. Шпуров и др., 2012); 1,4 млрд т извлекаемые суммарно по Республикам Коми и Татарстан (РТ) и Самарской области, в том числе 521 млн т по двум последним (М. Григорьев, 2012).

Предельная величина нефтеотдачи пластов характеризуется, как известно, через коэффициент вытеснения  $K_v$ . Его величина обусловлена свойствами как породы-коллектора и флюидов, насыщающих ее, так и раздела нефть – порода. С целью изучения влияния вязкости нефти на процесс вытеснения ее водой рассмотрены группы модельных образцов пород, насыщенные нефтью с различными реологическими свойствами. Проведенные исследования подтвердили тесную корреляционную связь коэффициента вытеснения  $K_v$  с газопроницаемостью  $K$  [1–3]. Зависимость  $K_v$  от проницаемости  $K$  обусловлена, очевидно, существованием тесной корреляционной связи последней с содержанием остаточной воды  $K_{ov}$ , установленной рядом исследователей. Рост  $K_v$  с увеличением  $K$  образцов отражает тенденцию упрощения порового пространства, возрастания пор и, соответственно, уменьшения их удельной поверхности, расширения межпоровых каналов и т.д. Как оказалось (рис. 1), характер зависимостей для образцов карбонатных пород турнейского, башкирского ярусов и верейского горизонта месторождений РТ близок, что оправдывает совместное рассмотрение результатов исследований по ним.



**Рисунок 1** – Зависимости коэффициента вытеснения нефти водой  $K_v$  от проницаемости  $K$  в карбонатных коллекторах турнейского ( $C_{1t}$ ), башкирского ярусов ( $C_{2b}$ ) и верейского ( $C_{2vr}$ ) горизонта [2]; вязкость модели нефти, мПа·с: I – 51–79 (образцы соответственно Ново-Елховского и Архангельского месторождений,  $n = 84$ ,  $r = 0,948$ ); II – 32–42 ( $n = 57$ ,  $r = 0,943$ ); III – 21–29 ( $n = 94$ ,  $r = 0,935$ ); IV – 2,4–5,0 (месторождения Самарской и Оренбургской областей,  $n = 92$ , по Б.Ф.Борисову и др., 1981 г.).  
 $n$  – объем выборки,  $r$  – коэффициент корреляции

С целью изучения влияния вязкости нефти на процесс вытеснения ее водой были рассмотрены группы модельных образцов пород (раздельно карбонатных и терригенных), насыщенных нефтью с различными реологическими свойствами. Для построения зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости по карбонатным коллекторам использовались результаты лабораторных определений на образцах керна многих месторождений Татарстана. При этом зависимости для пород-коллекторов разных комплексов, но с близкими значениями вязкости нефти оказались практически идентичными. Если между зависимостями коэффициент вытеснения – проницаемость для двух групп с вязкостью нефти 20–29 и 32–42 мПа·с нет различия, то по группе образцов с вязкостью нефти более 50 мПа·с наблюдается снижение этого параметра в среднем на 16 пунктов (см. рис. 1).

Таким образом, по полученным зависимостям коэффициента вытеснения от проницаемости уверенно выделены три группы модельных образцов – с вязкостью до 5 мПа·с (маловязкие), 20–50 мПа·с



(вязкие) и свыше 50 мПа·с (высоковязкие), то есть проведенные исследования подтверждают граничное значение по вязкости (50 мПа·с) для вязких и высоковязких нефтей, предложенную в известной работе [4]. Такое довольно резкое изменение полноты вытеснения от нефтей вязких к нефтям высоковязким может быть объяснено (наряду с реологическими свойствами вытесняемого флюида) гидрофобизацией внутривыводной поверхности коллекторов смолисто-асфальтеновыми веществами через такой показатель как смачиваемость породы (табл. 1).

**Таблица 1** – Влияние типа коллектора и вязкости нефти на показатель смачиваемости М [1]

Объект	Смачиваемость, М	
	кол-во образцов	
	вязкость нефти, мПа·с	
	10–50	>50
Верейский горизонт и башкирский ярус (карбонаты)	$\frac{0,409}{229}$	$\frac{0,305}{127}$
Бобриковский + тульский горизонты (алевропесчаники)	$\frac{0,603}{289}$	$\frac{0,456}{58}$

Важно отметить, что в пределах группы залежей в терригенных коллекторах с вязкостью нефти в пластовых условиях от 12 до 50 мПа·с реологический фактор также не оказывает принципиального влияния на динамику основных показателей разработки [2].

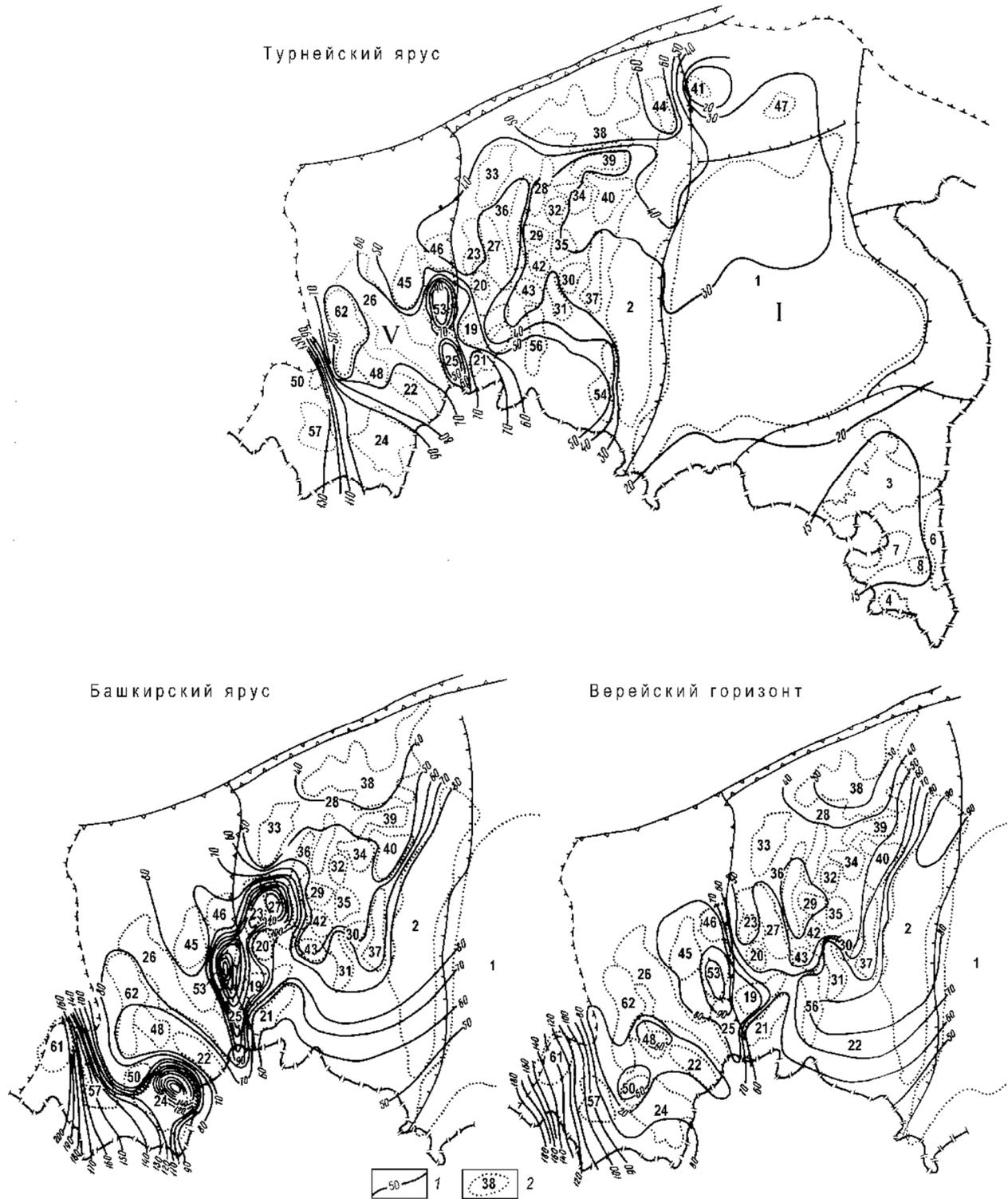
Начальные геологические запасы высоковязкой нефти ( $\geq 50$  мПа·с) составили 13 % от суммарных разведанных запасов нефти в РТ. За прошедшие годы доля текущих запасов ВВН возросла в 1,5 раза. Основные запасы ВВН (около 2/3) сконцентрированы на средних и мелких месторождениях восточного борта МВ (рис. 2), где доля высоковязкой и тяжелой нефти в общем балансе разведанных запасов превысила 92 %. Это обусловлено особенностями геологического развития этой территории, что привело и к возникновению обратного градиента изменения физико-химических параметров нефти по разрезу палеозоя [5, 6].

Характерными особенностями геологического строения расположенных на востоке МВ (в пределах административных границ РТ) нескольких десятков разведанных и разрабатываемых средних и небольших по размерам многопластовых (многоэтажных) и многообъектных месторождений являются [3, 7–9]: 1) залежи, выявленные на глубине 960–1360 м, приурочены (за небольшим исключением) к локальным поднятиям седиментационного и тектоно-седиментационного типов и только Нурлатское месторождение связано с одноименной валлообразной структурой II-го порядка, что в целом предопределило значительное совпадение в плане залежей нефти в карбоне; 2) основные запасы нефти распределены примерно поровну в комплексах карбона – каширском и верейско-башкирском карбонатным и бобриковско-радаевском терригенном; скопления нефти в регионально нефтеносных турнейских отложениях имеют часто остаточный характер и доля их запасов не превышает 6 % в общем балансе; 3) базисный эксплуатационный объект большинства месторождений – залежи нефти в терригенной толще нижнего карбона (ТТНК), – многопластовый (за исключением некоторых месторождений – прежде всего Нурлатского и Ильмовского); 4) широкое распространение нижнекаменноугольных эрозивных врезов площадного (в пределах Аксубаевской палеовозвышенности) и руслового типов; 5) весьма высокая вязкость пластовой нефти – от 50 мПа·с и выше (см. рис. 2); вверх по разрезу карбона наблюдается некоторое снижение вязкости пластовой нефти; 6) предельная величина нефтеотдачи, или Кв, в условиях реального пласта редко достигает 50 % (табл. 2). Подобная ситуация отмечается и на сопредельных территориях Самарской (Северная группа месторождений) и Ульяновской областей [10].

**Таблица 2** – Сопоставление коэффициентов вытеснения нефти водой (%) по терригенным и карбонатным коллекторам месторождений РТ [3]

Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Тип коллекторов					
	терригенный			карбонатный		
	вязкость модели нефти, мПа·с					
	<5	12–42	57–121	<5*	12–42	57–121
0,05	56,7	57,0	27,7	63,1	50,4	32,1
0,1	61,5	58,9	32,8	67,1	51,6	35,5
0,5	72,8	63,8	44,5	76,4	53,5	41,6
1,0	77,7	66,0	49,6	80,3	55,9	46,9

\*Месторождения Самарской и Оренбургской областей (по Б.Ф. Борисову и др., 1983).



**Рисунок 2** – Схема изменения вязкости пластовой нефти в карбонатных отложениях нижнего и среднего карбона Татарстана [5]:  
 1 – изолинии вязкости нефти, мПа·с; 2 – границы месторождений;

I – Южно-Татарский свод, V – Мелекесская впадина;

- Месторождения: 1 – Ромашкинское, 2 – Ново-Елховское, 3 – Бавлинское, 4 – Тат-Кандызское, 6 – Уростамакское, 7 – Алексеевское, 8 – Подгорное, 19 – Ульяновское, 20 – Ивашкино-Малосульчинское, 21 – Ильмовское, 22 – Нурлатское, 23 – Новошешминское, 24 – Бурейкинское, 25 – Старо-Кадеевское, 26 – Аксубаево-Мокшинское, 27 – Краснооктябрьское, 28 – Тавельское, 29 – Шегурчинское, 30 – Сиреневское, 31 – Беркет-Ключевское, 32 – Ямашинское, 33 – Архангельское, 34 – Тюгеевское, 35 – Березовское, 36 – Екатерининское, 7 – Ерсубайкинское, 38 – Макаровское, 39 – Красногорское, 43 – Ашальчинское, 45 – Енорускинское, 46 – Черемуховское, 48 – Пионерское, 49 – Вишнево-Полянское, 50 – Зюзеевское, 53 – Мельниковское, 54 – Урмышлинское, 56 – Лангуевское, 57 – Степноозерское, 61 – Аканское, 62 – Сунчелевское



Как следует из рисунка 2, вязкость пластовой нефти на востоке МВ варьирует в широком диапазоне: например, для базисного объекта эксплуатации (терригенная толща нижнего карбона, или ТТНК) средних по запасам Нурлатского, Степноозерского, а также для небольшого Курмышского месторождений средние значения вязкости пластовой нефти составляют 91 мПа·с, 278 мПа·с и 520 мПа·с соответственно.

Первые месторождения в пределах восточного борта МВ открыты еще в 50-е гг. прошлого века, однако их освоение и в ПО «Татнефть», и в ПО «Куйбышевнефть» было отложено до лучших времен в виду отсутствия соответствующих технологий [3, 7, 8, 10]. Согласно действовавшим тогда руководящим документам на проектирование разработки для заводнения пластов-коллекторов залежей нефти с вязкостью более 30 мПа·с требовалось во избежание кинжальных прорывов воды к забоям добывающих скважин использование загущенного агента. В силу этого при рассмотрении объектов с ВВН запасов по отдельным объектам утверждались беспрецедентно низкие КИН: так, по пласту песчаников Б2 Боровского месторождения (Северная группа месторождений Самарской области), где вязкость нефти составляет 146 мПа·с, ГКЗ СССР утвержден КИН 0,045 [10], для залежи нефти в карбонатной толще башкирского яруса Нурлатского месторождения – 0,05.

Эффективное освоение месторождений МВ с ВВН оказалось весьма является сложной научно-технической задачей (М.Ф. Мирчинк и др., 1975; А.А. Джавадян и др., 1998; В.Д. Лысенко, В.И. Грайфер, 2001): 1) объекты должны быть разбурены плотной сеткой скважин; 2) возникает необходимость масово проводить геолого-технические мероприятия по повышению продуктивности пластов; 3) эксплуатация скважин осуществляется при высокой степени обводнения добываемой продукции практически с самого начала разработки месторождения (М.М. Иванова, 1976). Поэтому сложилось устойчивое мнение об экономической нецелесообразности их эксплуатации [10].

Для освоения некрупных месторождений на западном склоне ЮТС в том числе с вязкой и высоковязкой нефтью, в 1969 г. создается НГДУ «Ямашнефть», а еще через 10 лет – НГДУ «Нурлатнефть», разрабатываемые месторождения (залежи) которого фактически служат полигоном для отработки тех или иных технологий повышения эффективности выработки запасов ВВН. Несмотря на длительный период консервации многих месторождений, оказалось возможным рентабельно разрабатывать ряд объектов МВ на природном режиме. Таковыми в первую очередь оказались залежи УВ, связанные с песчаными пластами условно радаевско-бобриковского горизонтов зоны Вв0, вскрытые в зонах эрозии турнейского карбонатного ложа [3, 7, 9, 11]. Для песчаников характерны более грубый гранулометрический состав, резкое преобладание рыхлой укладки зерен кварца, что обуславливает их аномально высокие емкостно-фильтрационные свойства (по существу это суперколлекторы) (табл. 3) и соответственно повышенную продуктивность добывающих скважин.

**Таблица 3** – Емкостные свойства нефтенасыщенных пород (%) ТТНК МВ (по данным исследования керна из 11 скважин)

Песчаники				Пески
цементированные		слабощементированные (кern кусочками)		
пористость	остаточная водо-насыщенность	пористость	остаточная водо-насыщенность	пористость
Бурейкинское, Вишнево-Полянское и Нурлатское месторождения				
11,5–36,0 21,8 (49)	3,0–37,0 12,1 (49)	13,1–36,5 27,5 (108)	3,6–39,1 10,9 (108)	32,1–44,5 40,7 (85)

Примечание: в числителе приведен диапазон значений, в знаменателе – среднее (в скобках количество определений)

Опыт разработки высокочемких (пористостью 22–34 %) песчаных пластов русловых фаций в эрозионной части разреза показал [3, 7–9, 11], что вытеснение нефти происходит на активном водонапорном режиме. Значительная концентрация запасов нефти в подобных залежах позволяет уплотнить сетку скважин (рис. 3), улучшая тем самым характеристику вытеснения и показатели разработки [2, 10], и рассчитывать на конечную нефтеотдачу не менее 35–40 %, что характерно для заводняемых пластов месторождений склонов ЮТС со значительно менее вязкой нефтью.

Опыт разработки высокочемких (пористость 24–36 %, проницаемость до 1,5–2,5 мкм<sup>2</sup>) продуктивных песчаных пластов русловых фаций в эрозионной части разреза, накопленный в Татарстане, доказывает, что вытеснение нефти происходит на активном водонапорном режиме [3, 7, 9, 11], когда в силу особенностей строения заполняющих рукавообразные зоны отложений восполнение пластовой энергии происходит за счет законтурной воды, чему способствует обширная площадь контакта нефте- и водонасыщенных песчаников. В то же время анализ динамики показателей разработки по объектам с высоковязкой нефтью показывает [2], что достижение запроектированных КИН возможно лишь на



залежах, разбуренных по плотным сеткам скважин. Именно значительная концентрация запасов нефти в залежах рукавообразного типа и активный подпор подошвенных вод позволяют уплотнить сетку скважин и этим значительно улучшить показатели разработки. Отметим, что системы разработки залежей на естественных водонапорных режимах наиболее просты и экономичны.

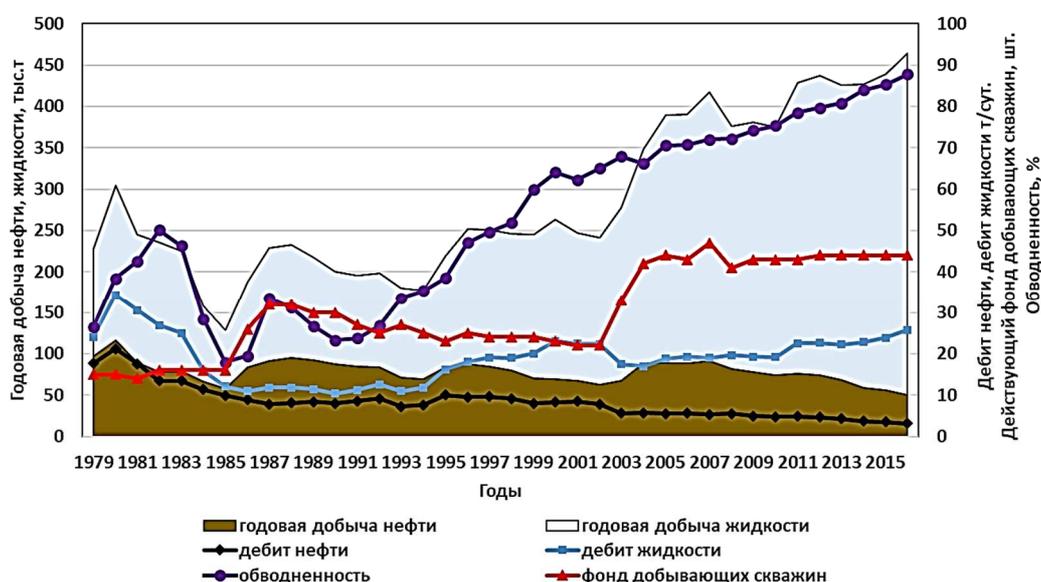


Рисунок 3 – Динамика показателей разработки основной залежи нефти Южно-Нурлатского месторождения

Ярким примером тому служит разработка основной залежи Южно-Нурлатского месторождения. Промышленная эксплуатация первой из них началась в 1979 г. Первоначально она была разбурена 15 скважинами по квадратной сетке 400×400 м при средней нефтенасыщенной толщине пласта 14 м. За первый год эксплуатации пластовое давление снизилось с 14,5 до 13,0 МПа и затем на этом уровне стабилизировалось. Ввиду пескопроявления депрессию на пласт пришлось уменьшать, и в результате за первые семь лет эксплуатации залежи темп добычи нефти снизился с 5,8 до 3,0 %. Учитывая достаточную концентрацию запасов нефти, ее высокую вязкость (112 мПа·с в пластовых условиях), было принято решение уплотнить сетку скважин вдвое. Его реализация, несмотря на ограничение дебитов скважин ввиду неустойчивости их забоев в слабосцементированных песчаниках, повысила темп отбора нефти в 1,6 раза (см. рис. 2). При этом второе падение добычи нефти началось при отборе 48,5 % НИЗ (первое – при 9,6 %), что характерно для объектов с вязкостью нефти менее 30 мПа·с. За первые 15 лет эксплуатации по залежи отобрано 65,5 % НИЗ, а нефтеотдача составила 21 % при обводненности продукции 34 %. Оценка коэффициента вытеснения по промытым интервалам пластов по данным электрометрии уплотняющих скважин, вскрытых, показала величину 0,37–0,42, что при утверждённой тогда конечной нефтеотдаче в 32,6 % дало основание утверждать о достаточно высокой степени охвата пластов вытеснением подошвенной водой [7]. Дальнейшие исследования подтвердили этот вывод по объекту: при сетке 7 га/скв текущий КИН составил 0,282 при обводненности всего 53,2 % [11]. По прогнозу конечный КИН (0,326 по принятому тогда проекту) превысит 0,37 даже при сложившейся системе разработки.

Как известно, одним из эффективных методов уплотнения сетки скважин с целью доизвлечения остаточных запасов нефти из межскважинного пространства является зарезка боковых ответвлений (стволов, или БС) и в первую очередь это касается объектов с ВВН [12, 13], вступивших в заключительную стадию разработки. На Южно-Нурлатском месторождении боковые зарезки выполнены в 20 скважинах (2004–2008 г.) из числа ликвидированных, законтурных, приконтурных, пьезометрических, аварийных и высокообводненных. Анализ результатов бурения БС показал [12], что дебиты нефти по ряду пробуренных скважин превосходят текущие дебиты окружающих скважин в два и более раз или равны показателям при вводе новых с вертикальным стволом скважин на неразбуренных участках месторождений и составили от 4,5 до 23,6 т/сут. Накопленная дополнительная добыча нефти из скважин с боковыми зарезками на 01.01.2009 г. составила более 260 тыс. т. Расчеты показали, что уплотнением существующей сетки скважин вовлечено в активную разработку более 500 тыс. т остаточных запасов нефти. Полученные данные позволяют сделать однозначный вывод о высокой технологической и технико-экономической эффективности бурения боковых стволов в скважинах Южно-Нурлатского месторождения. Ожидаемый КИН – 0,4.

И еще один значимый (с точки зрения эффективной выработки запасов нефти на естественном режиме) фактор, связанный с нижнекаменноугольными эрозионными врезами – это широкое развитие



залежей нефти массивно-пластового литологически разнородного типа, образованных карбонатными пластами турнейского яруса и терригенными пластами преимущественно радаевско-бобриковского возраста. Зоны слияния нефтенасыщенных известняков и песчаников в виде литологических окон имеют место при условии, что русловые врезы «пропиливают» своды локальных поднятий, сформировавшихся позднее раннекаменноугольной эпохи либо характерны только для верхних, заполняющих эрозионные долины пластов [3, 9]. Доказательства в пользу гидродинамической связи между рассматриваемыми частями геологического разреза впервые приведены в работе [14], а затем это нашло подтверждение на ряде месторождений в виде явного несоответствия объемов подсчитанных запасов в алевропесчаниках нижнего карбона и добытой из них нефти. На Ульяновском месторождении, разрабатываемом с внутри- и законтурным заводнением, зафиксирован переток части закачиваемой в пласты радаевско-бобриковского горизонтов воды в карбонаты турнейского яруса (В.Н. Долженков и др., 1979). Следовательно, становится возможной выработка части запасов нефти в карбонатных коллекторах турнейского яруса скважинами, эксплуатирующими песчаные пласты эрозионной зоны, поскольку последняя представляет собой естественную, заполненную высокочемкими песчаными, слабосцементированными породами каверну – накопитель нефти с весьма обширной площадью фильтрации флюидов из продуктивной толщи [3, 9, 15].

На месторождениях УВС с залежами ВВН вне эрозионных врезов, то есть с пластами алевропесчаников, которые сформировались в условиях морского мелководья и потому характеризующиеся не столь высокими коллекторскими свойствами, как пласты русловых фаций (зона, или группа пластов ВvI) – в среднем пористость ниже на 3–4 пункта, или на 20 % относительно, а проницаемость – в 3–6 раз [3, 9]. Как показал начальный период разработки залежей нефти бобриковского горизонта Нурлатского и Ильмовского месторождений, вступивших в эксплуатацию на природном режиме также во второй половине 70-х гг. [3, 7, 16], несмотря на невысокие темпы разработки, весьма характерным оказалось резкое падение пластового давления (до 30–50 % от начального) и соответственно дебитов скважин.

С целью создания эффективных систем разработки и способов выработки запасов нефти на ряде месторождений в 80-е и начале 90-х гг. организовано несколько опытных участков, где испытывались как вторичные методы увеличения нефтеотдачи (циклическая закачка сточных вод), так и третичные – физико-химические и тепловые.

Высокая вязкость нефти создает дополнительные осложнения при разработке залежей на любом режиме, но особенно затрудняет применение заводнения. Гидродинамические (физико-гидродинамические) методы воздействия испытывались на нескольких участках. Уже первые опыты по созданию очагов заводнения в традиционных условиях размещения скважин (с расстоянием между скважинами 350–400 м) Нурлатского месторождения в пластовых условиях (вязкость нефти 96 мПа·с) показали, что применение даже обычного заводнения в пластах-коллекторах с высоковязкой нефтью позволяет резко повысить производительность добывающих скважин. Так, в скважину 1811 в середине 1981 г. закачено 140 т 15 %-го водного раствора ТНФ и начала закачка сточной воды. Среднесуточные дебиты скважин по нефти и по жидкости возросли соответственно с 3,7 до 10,6 т/сут и с 3,8 до 11,2 т/сут при обводненности 5,4 %, пластовое давление увеличилось с 7,1 до 11,2 МПа. Аналогичная картина наблюдалась и на втором, также 5-ти-точечном элементе. Ожидаемая нефтеотдача по опытным участкам 28 % и 27 % соответственно [7].

Поскольку проектная величина нефтеотдачи при обычном заводнении насыщенных ВВН пластов оказывается невысокой из-за быстрого прорыва вытесняющего агента в добывающие скважины, специалистами ТатНИПИнефти предложена технология, основанная на использовании поочередной закачки в пласт воды и высоковязкой нефти, добываемой на том же месторождении [17]. Проведенные специальные лабораторные исследования показали, что закачанная нефть не только не теряется, а повышает нефтеизвлечение (коэффициент вытеснения) в среднем на 9,5 % – от 0,594 до 0,650), то есть повышение коэффициента вытеснения от чередования закачки воды и нефти равнозначно эффекту от применения ПАВ. При закачке дегазированной нефти (вязкость примерно в 2 раза превышает пластовую) соотношение подвижностей уменьшается до 2–3 вместо 10–250 при обычном заводнении [17].

Для отработки технологии разработки с чередующейся закачкой пресной воды и нефти и определения ее эффективности на залежи высоковязкой (118 мПа·с) нефти бобриковского горизонта Ильмовского месторождения созданы опытный и контрольный участки. При эксплуатации залежи на естественном режиме на опытном участке за три года пластовое давление упало с 11,5 до 7,0 МПа, темпы отбора нефти уменьшились в 1,7 раза, на контрольном за первые 5,5 лет отобрано всего 3,6 % от НГЗ, или 26,5 % нефти от НИЗ, а среднесуточные дебиты скважин по жидкости упали с 16,5 до 2,1 т/сут при обводненности 1,7 %. Чередующаяся закачка воды и ВВН данного месторождения начала осуществляться с июля 1981 г. с объемным соотношением оторочек воды и нефти 10 : 1. Всего произведено 76 циклов закачки воды и нефти в нагнетательные скважины № № 1665 и 1673 (Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмазитов, 1989).

Сопоставление показателей разработки опытного и контрольного участков показало, что по первому участку коэффициент безводной нефтеотдачи составил 12,2 %, а по контрольному – 5,6 %, то



есть на 6,6 пункта ниже, что указывает на увеличение охвата продуктивного пласта заводнением при чередующейся закачке (рис. 4). Дополнительная добыча нефти оценивается в 11,5 пунктов (Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмзитов, 1989).

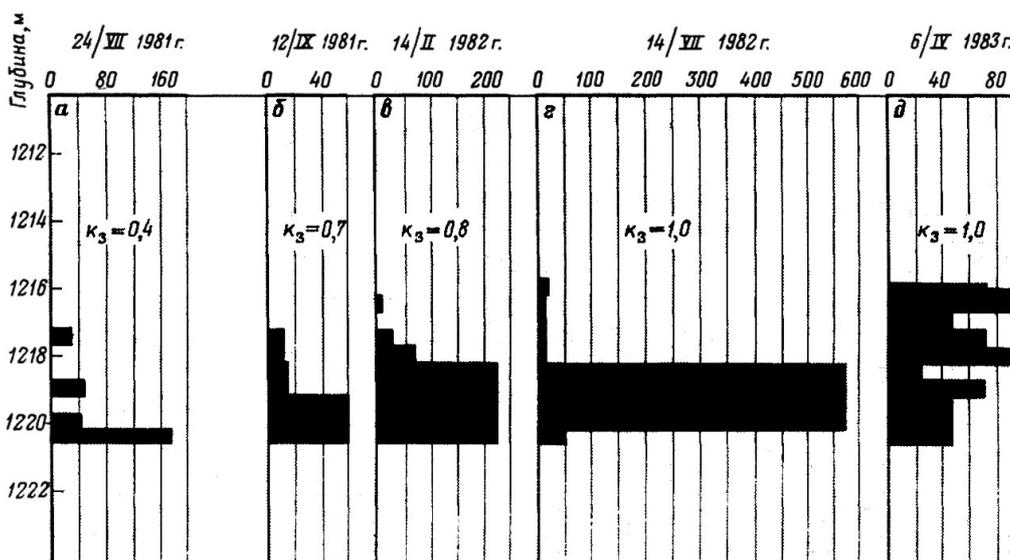


Рисунок 4 – Профили приемистости нагнетательной скв. 1673

Ильмовского месторождения (Н.И. Киясова и др., 1987):

а – закачка воды; б, в, г, д – чередующаяся закачка воды и нефти; кз – коэффициент охвата пласта заводнением

Важным преимуществом данной технологии является следующее [17]: вытесняющий агент (нефть) не надо изготавливать и транспортировать на разрабатываемое месторождение; по химическим свойствам вытесняющий агент идентичен пластовой нефти; закачиваемая нефть не теряется в пласте и может быть извлечена на поздней стадии разработки.

Вышеизложенное позволяет сделать вывод о том, что применение гидродинамических МУН на залежах с вязкостью нефти свыше 50 мПа·с целесообразно и позволяет рассчитывать на существенный прирост нефтеотдачи по сравнению с разработкой их на естественном режиме. Принято считать, что залежи ВВН требуют, наряду с более продолжительными сроками эксплуатации (М.М. Иванова, 1976; [2]), применения более активных систем разработки (в частности, плотных сеток скважин), а для достижения КИН, сопоставимых с таковыми для объектов с вязкой (до 30–50 Па) нефтью (0,40–0,45), и что их следует разрабатывать с применением третичных МУН, используя агенты повышенной вязкости и/или меняющие поверхностные свойства коллекторов либо тепловое воздействие.

Согласно «классическим» представлениям (Н.К. Байбаков, А.Р. Гарушев, 1988) применительно к объектам с ВВН следует использовать термические (теплофизические и теплохимические, по М.М. Ивановой) методы разработки. Однако значительная глубина эксплуатационных объектов МВ (>900 м) создает проблемы с доставкой в пласт горячей воды и пара. Также не способствует эффективному применению теплофизических методов воздействия рассредоточенность запасов нефти по небольшим залежам [10].

Теплохимическое воздействие на нефтенасыщенные терригенные коллекторы проводилось на Нурлатском месторождении [18]. Объектом применения влажного внутрипластового горения (ВВГ) явился пласт Вв1 на опытном участке в районе скв. 1811. Иницирование горения проводилось на участке с февраля 1988 г. по октябрь 1990 г. Очаги горения были созданы в трех скважинах, в которые суммарно закачано 13,6 млн м<sup>3</sup> воздуха и 3,2 тыс. м<sup>3</sup> воды. Под воздействием очагов ВВГ находилось всего 18 скважин. Динамика добычи нефти с опытного участка отражена на рисунке 5, из которого видно, что технологическая эффективность метода ВВГ для данного участка с высоковязкой нефтью не вызывает сомнения. Анализ показал [18], что суточная добыча нефти с опытного участка в процессе внедрения ВВГ возросла в 2,6 раза и достигла 51,6 т, а количество дополнительно добытой нефти составило 21,0 тыс. т. После прекращения горения на участке производили два цикла закачки пенной системы.

При внедрении процесса ВВГ выявился и ряд осложнений технологического характера, в том числе связанных с образованием стойкой водонефтяной эмульсии, что вынудило руководство ПО «Татнефть» прекратить опытные работы [18], а также с неполной утилизацией кислорода закачиваемого воздуха (Р.Х. Муслимов, 2003).

По части физико-химических МУН в последние десятилетия созданы десятки технологий воздействия на пласты, позволяющие селективно снижать гидропроводность обводнившихся пропластков, по



которым прорывается вода, не совершающая полезной работы по вытеснению нефти. Такие технологии получили общее название потокоотклоняющих. В условиях месторождений ВВН указанные технологии позволяют существенно улучшить динамику обводнения добываемой из пласта продукции и увеличить нефтеотдачу пласта.

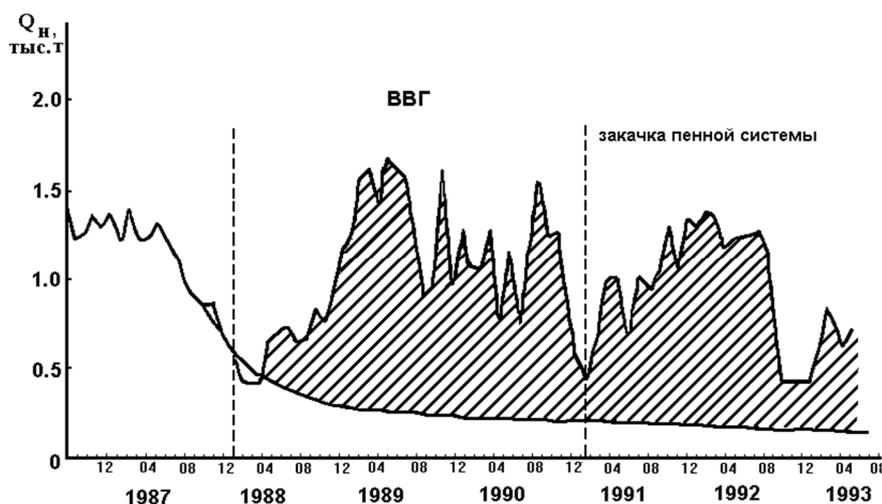


Рисунок 5 – Динамика добычи нефти на опытном участке Нурлатского месторождения в процессе применения ВВГ [18]

На нефтяных месторождениях Татарстана получила широкое распространение, в частности, технология регулирования заводнения неоднородных пластов с помощью сшитых полимерных систем (СПС), заключается в приготовлении и закачке композиции на основе водного раствора полиакриламида (ПАА) и сшивателя (ионов поливалентных металлов) с образованием в пласте геля (И.А. Швецов, В.Н. Манырин, 2002). Весьма обнадеживающие результаты от этой технологии получены на пластах радаевско-бобриковского горизонтов Бурейкинского месторождения (вязкость нефти 74 мПа·с, нефтенасыщенная толщина 9,8 м, коэффициент пористости 0,22, проницаемость 0,517 мкм<sup>2</sup>, расчлененность 2,7), где первоначально выбран участок из 20 скважин и в четырех из них в течение 5 мес. 1995 г. осуществлен полный цикл воздействия. Затем работы по закачке реагентов были расширены, и опытный участок состоял из шести нагнетательных и 19 добывающих скважин [8]. В 1996–1998 гг. в нагнетательные скважины участка произведена закачка СПС с ежегодными объемами агента от 500 до 1500 м<sup>3</sup>/скв. с концентрацией полимера 0,3 % и сшивателя (ацетата хрома) 0,03 %. После закачки реагентов наблюдается снижение обводненности по залежи на 4,4 %, а по ряду скважин – на 30 %. За короткий промежуток времени проявилось заметное улучшение работы скважин, особенно первого ряда, дебиты нефти по которым возросли в 1,3–3,9 раза, а абсолютный прирост составил от 2,5 до 26,2 т/сут. По нагнетательным скважинам отмечено подключение к работе ранее не принимавших интервалов. В целом за период полимерного воздействия в пласты закачано 106,9 т ПАА и 14,8 тыс. л ацетата хрома. Оценка эффективности технологий осуществлялась по двум методикам, объемы полученные по ним дополнительной добычи нефти оказались достаточно близки. По оценкам по характеристикам вытеснения (ТатАСУнефть) с начала воздействия по участку дополнительно добыто 168,5 тыс. т нефти. Накопленная удельная технологическая эффективность за период физико-химического воздействия составила по данным ТатАСУнефть более 1000 т на тонну закачанного агента, а по данным других исследователей [19] – 802 т/т. Следует подчеркнуть, что геолого-физическая характеристика пластов данного участка типична для большинства месторождений МВ.

Что касается другой группы физико-химических МУН, нацеленных на увеличение степени вытеснения нефти, то необходимо иметь в виду, что для залежей ВВН является неприемлемым применение поверхностно-активных веществ. Как показали эксперименты [20] коэффициент вытеснения нефти раствором ПАВ оказывается даже меньшим, чем при вытеснении водой: использование этого агента приводит к отмыву смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) со стенок поровых каналов и тем самым увеличивает и без того высокую вязкость нефти.

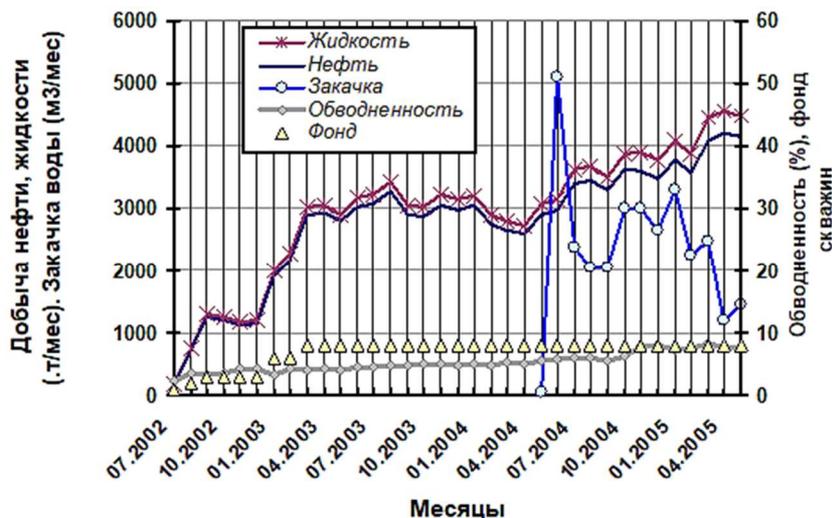
Наиболее проблемным оказалось вовлечение в активную разработку залежей ВВН в карбонатных коллекторах нижнего и в первую очередь среднего карбона МВ, запасы которых из-за специфичности физико-геологических характеристик продуктивных пластов являются вдвойне и даже втрое трудноизвлекаемыми – вязкость, достигающая 360 мПа·с (см. рис. 2), высокая степень макро- и микро-неоднородности при невысокой проницаемости, гидрофобность коллекторов [1–3]. Это подтвердили неоднократные и безуспешные попытки специалистов вовлечь запасы рассматриваемых отложений в



активную разработку, из-за чего им отводилась роль объектов возврата. Так, в карбонатных коллекторах Нурлатского месторождения (башкирский ярус) организация очага заводнения в 1986 г. не привела к изменению дебитов в окружающих добывающих скважинах, расположенных на расстоянии от 275 до 360 м от нагнетательной скважины 1817 [7, 8]. Добывающие скважины характеризуются низкими пластовыми и забойными давлениями (соответственно 4,4–6,7 МПа и 0,8–1,9 МПа) и, несмотря на резкое превышение закачки воды над отбором жидкости, обводняются нижними водами. Очевидно, низкая производительность скважин (1,5–2,7 т/сут.) обусловлена линзовидностью слоев коллекторов и малой долей последних в объеме залежи [3], что подтверждается падением дебитов скважин, эксплуатирующих залежи башкирского яруса на естественном режиме и, разумеется, усилением проявления неньютоновских свойств нефти в условиях низкой проницаемости продуктивного пласта (Р.Г. Галеев, 1997).

На промыслах ТПП «ТатРИТЭК» успешно внедряется технологии вскрытия карбонатных пластов на депрессии, разработанная в ПермНИПИнефти под руководством Н.И. Крысина. Как показал опыт освоения участка Черемуховского месторождения с применением данной технологии, даже в условиях высокой вязкости нефти и чрезвычайно неоднородных карбонатных пластов башкирского яруса, представляется возможным и эффективным создание очагов заводнения. Дебиты нефти по 13 эксплуатирующим пласты башкирского яруса скважинам, вскрытие которых производилось на депрессии, колебались 6,1 до 23,2 т/сут и составили в среднем 14,4 т/сут, что в 2,9 раза выше таковых по скважинам, где пласты вскрыты по традиционной технологии [21].

Опыт освоения участка с применением новой технологии показал, что даже в условиях высокой вязкости нефти (98 МПа·с) и чрезвычайно неоднородных карбонатных пластов, представляется возможным и достаточно эффективным создание очагов заводнения. На представленном ниже графике (рис. 6) отражены показатели разработки по 9-точечному элементу с нагнетательной скважиной 5425 в центре. Примечательно, что по всем добывающим скважинам этого элемента, забои которых расположены на расстоянии 250–400 м от очага заводнения, наблюдалась положительная реакция на закачку воды в циклическом режиме, начатая в конце мая 2004 г. Отметим, что текущая компенсация отбора закачкой колебалась ежемесячно от 24 до 145 % и составила всего около 54 %. Тем не менее это позволило добыть по каждой из скважин элемента за небольшой срок от 8 до 17 тыс. т нефти при низкой обводненности продукции (см. рис. 6).



**Рисунок 6** – Черемуховское месторождение, башкирский ярус; динамика показателей разработки по элементу в районе нагнетательной скважины 5425 [21]

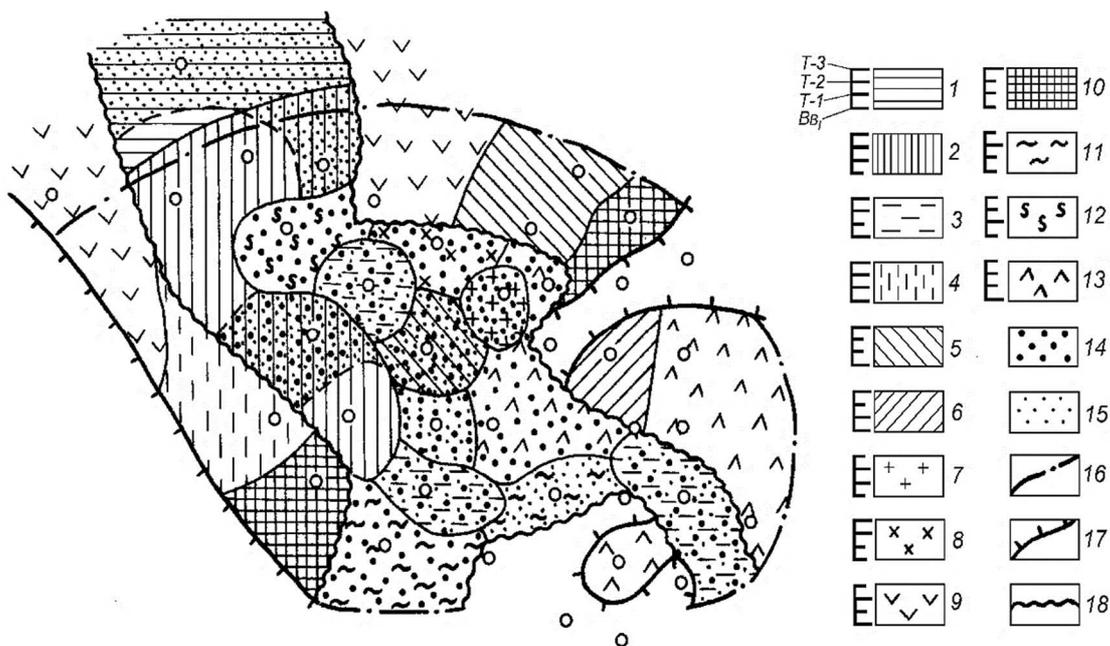
Необходимость ввода в эксплуатацию новых месторождений и объектов и повышения эффективности разрабатываемых залежей ВВН обуславливает внедрение в производственный процесс новейших и перспективных технологий. К таковым, в частности, относится использование горизонтальных скважин, так как для достижения приемлемых коэффициентов нефтеотдачи по объектам с ВВН требуется применение достаточно плотных сеток скважин, что резко снижает экономические показатели разработки. Применение горизонтальной проходки по продуктивному пласту позволяет одной горизонтальной скважиной заменить до двух-трех вертикальных: в условиях месторождений Татарстана оптимальной оказалась длина горизонтальной части ствола до 400 м (Р.Г. Абдулмазитов и др., 1994).

На месторождениях МВ пробурено и освоено в 1995–1997 гг. 14 горизонтальных скважин, в том числе восемь скважин пройдено по карбонатным отложениям башкирского и турнейского ярусов. Начальные дебиты нефти по шести скважинам в карбонатных пластах составили 3,1 т/сут, то есть выше в среднем в два раза по сравнению с окружающими вертикально-наклонными скважинами, а по двум



скважинам оказались даже ниже базовых. Дополнительная добыча нефти в среднем за 30 мес. эксплуатации скважин равна 17,4 тыс. т, или около 870 т/год на скважину. Такие сравнительно низкая эффективность, вероятно, обусловлена, во-первых, несовершенством технологии вскрытия, на что указывает приведенный выше опыт вскрытия пластов башкирского яруса Черемуховского месторождения; во-вторых, недоучетом невысокой доли коллекторов в карбонатной части разреза. Лучше обстоят дела с отбором нефти горизонтальными скважинами в терригенных коллекторах нижнего карбона: по трем скважинам из шести отмечался существенный прирост (почти в два раза) дебитов нефти – с 12,0 до 23,4 т/сут. Однако по двум скважинам данные показатели производительности не претерпели изменений, а по одной даже оказались хуже базовых. Тем не менее с начала эксплуатации горизонтальных скважин (в среднем за 18 мес.) из алевропесчаных пластов добыто 98,2 тыс. т нефти, или 10,9 тыс.т/год на скважину [8].

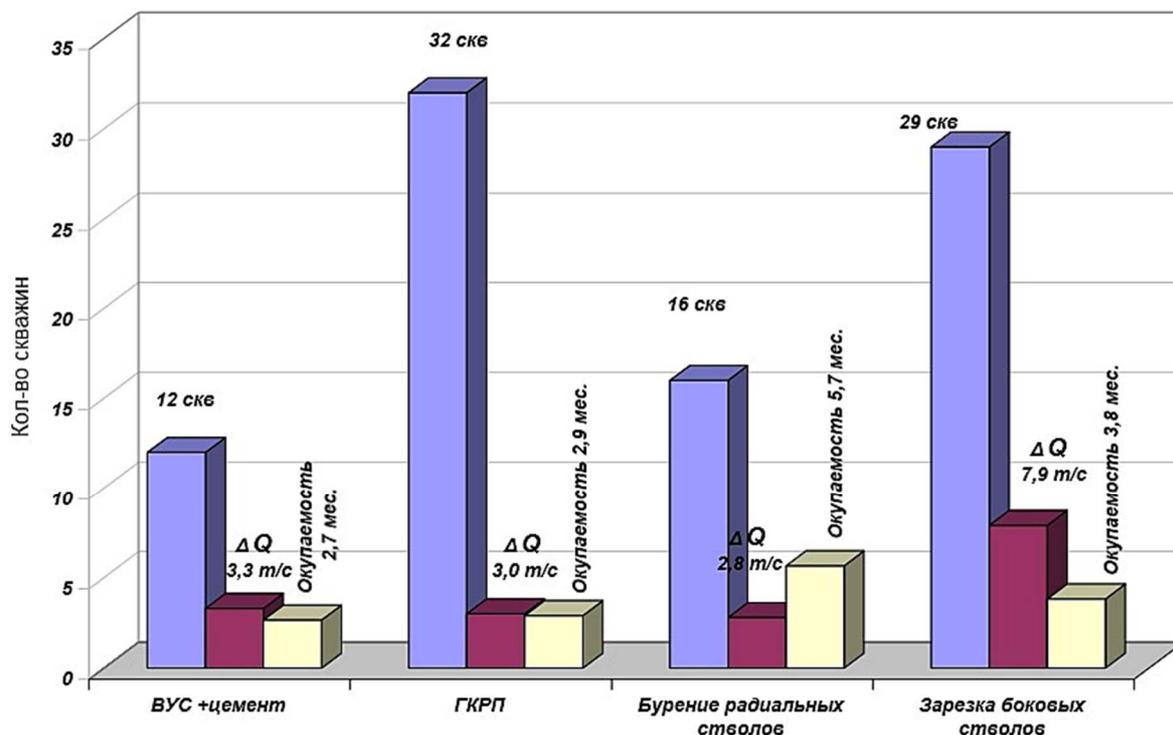
И еще об одной особенности геологического строения большинства месторождений УВС восточного борта МВ и прилегающей территории западного склона ЮТС, которая заключается не только в наличии в разрезе нескольких нефтегазоносных комплексов, но и в том, что в базисном объекте разработки – терригенной толще, вмещающей радаевско-бобриковские и тульские продуктивные пласты, – выделяется до 6–8 пластов алевропесчаников [3, 9]. Если же скважины вскрывают эрозионный тип разреза, то число пластов еще более возрастает (рис. 7). Обычно для выработки запасов залежей нефти в ТТНК проектируют системы с поддержанием пластового давления единой сеткой скважин для пластов, тогда как коллекторские свойства пластов в пластовых сводовых и рукавообразных ловушках весьма разнятся: в последних они часто представлены суперколлекторами [3, 9]. Кроме того, существует еще один аспект, сильно влияющий на выбор системы разработки залежей, осложненных эрозионными врезами – как правило, мощные пласты зоны ВВ0 подстилаются водой, что позволяет вырабатывать заключенные в них запасы на естественном режиме, как это показано выше на примере Южно-Нурлатского месторождения. Следовательно, эффективность выработки запасов в пластах ТТНК, осложненной эрозионными врезами, становится возможной с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).



**Рисунок 7** – Дифференцированная модель ТТНК Тавельского месторождения (Северо-Тавельский участок) [16];  
 Пласты в разрезе скважин: 1–13 – Т-3, Т-2 и Т-1 тульского горизонта  
 и Вв<sub>1</sub> бобриковско-радаевского горизонтов в различных сочетаниях;  
 14 – Вв<sub>0</sub><sup>1</sup>, 15 – Вв<sub>0</sub><sup>2</sup> и Вв<sub>0</sub><sup>3</sup>; границы: 16 – нефтеносности, 17 – зоны отсутствия коллекторов,  
 18 – рукавообразной эрозионной зоны

Рекомендации по разработке месторождений с ВВН обычно сводятся к необходимости бурения на них плотной сетки добывающих скважин, тогда как во многих случаях экономические факторы не позволяют это делать [10], как это часто происходит, например, при выделении верейского горизонта в самостоятельный объект разработки. Очевидно, технологии ОРЭ позволит приобщить пласты верейского горизонта к эксплуатации скважинами башкирского фонда.

Также резервом улучшения технико-экономических показателей эксплуатации месторождений ВВН служит использование апробированного в НГДУ «Нурлатнефть» комплекса технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи малопродуктивных объектов, наиболее эффективные из которых отражены на рисунке 8.



**Рисунок 8** – Эффективность новых технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов по НГДУ «Нурлатнефть» (по А.С. Султанову, 2006)

По нашему мнению, накопленный опыт разработки залежей высоковязкой (свыше 50 мПа·с в пластовых условиях) нефти на месторождениях Мелекесской впадины создает условия для более обоснованной оценки потенциальных возможностей таких залежей и определения дополнительных мероприятий по совершенствованию систем разработки уже эксплуатирующихся объектов, в том числе для доведения плотности сеток скважин до оптимальной. Оптимизация, или уплотнение сеток скважин, в свою очередь позволяет детализировать геологическое строение неоднородных объектов, что способствует целенаправленному проведению мероприятий по интенсификации добычи нефти.

### Литература

1. Юдинцев Е.А., Мухаметшин Р.З., Сулейманов Э.И. Коэффициенты вытеснения вязкой и высоковязкой нефти водой из продуктивных отложений Татарстана // Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка) : тр. Междунар. научн. конфер. – Казань : ТГЖИ, 1994. – Т. 4. – С. 1381–1385.
2. Иванова М.М., Мухаметшин Р.З., Панарин А.Т. Динамика основных показателей разработки залежей вязкой и высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 11/12. – С. 64–70.
3. Мухаметшин Р.З. Геологические основы эффективного освоения и извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти : автореф. дисс. ... д-ра геол.-минер. наук. – М., 2006. – 52 с.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1985. – 308 с.
5. Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А. Геохимические особенности нефтей Урало-Поволжья в связи с условиями формирования месторождений // Геология нефти и газа. – 2011. – № 4. – С. 74–83.
6. Гусева А.Н., Сейфуль-Мулюков Р.Б., Файнгерш П.А. Свойства нефтей и формирование залежей. – М. : Недра, 1966. – 76 с.
7. Проблемы и пути эффективного освоения залежей высоковязкой нефти Мелекесской впадины / Р.Х. Ахметзянов, Р.З. Мухаметшин, Л.М. Петрова и др. // Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка): тр. Междунар. научн. конф. – Казань : ТГЖИ, 1994. – Т. 6. – С. 1879–1886.
8. Опыт разработки залежей высоковязкой нефти Мелекесской впадины / Ш.Я. Гилязов, Р.З. Мухаметшин, Р.Г. Абдулмазитов и др. // Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений: тр. науч.-практич. конфер. – Казань : Экоцентр, 1999. – Т. I. – С. 320–328.
9. Мухаметшин Р.З. Палеоврезы и их роль в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. – М. : ООО «Геоинформарк», 2006. – 80 с.
10. Сазонов Б.Ф. Проблемы разработки и увеличения нефтеотдачи месторождений высоковязких нефтей // Интервал. – 2003. – № 6–7(53–54). – С. 53–57.



11. Мухаметшин Р.З., Гилязов Ш.Я. Опыт эффективной разработки рукавообразных залежей высоковязкой нефти // Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория и практика их применения: тр. науч.-практ. конфер. – Казань : Арт-дизайн, 2002. – Т. 1. – С. 312–317.
12. Стабилизация добычи нефти за счет бурения боковых стволов на примере Южно-Нурлатского месторождения НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть» / И.М. Салихов, М.А. Сайфутдинов, Р.Р. Ахмадуллин и др. // Бурение и нефть. – 2009. – № 12. – С. 24–26.
13. Мухаметшин Р.З., Минекаева Д.Р. Оценка эффективности резки боковых горизонтальных стволов в Радаевско-Бобриковских отложениях Ромашкинского месторождения // Бурение и нефть. – 2019. – № 10. – С. 23–26.
14. Мухаметшин Р.З., Калмыков А.В., Никифоров А.И. Современный взгляд на геологическое строение и моделирование залежей нефти в карбонатных толщах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 9 (333). – С. 14–18.
15. Мухаметшин Р.З., Рамазанов Р.Г., Сулейманов Э.И. Влияние латеральной гидродинамической связи между залежами нефти турнейского и визейского ярусов на их разработку // Геология нефти и газа. – 1985. – № 3. – С. 36–39.
16. Мочалов Е.Ю., Мухаметшин Р.З. Эффективность применения заводнения для разработки небольших месторождений высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 3. – С. 29–33.
17. Лысенко В.Д., Соловьева В.Н. Применение чередующихся закачек воды и высоковязкой нефти для разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 5. – С. 42–44.
18. Анализ разработки опытных участков после влажного внутрипластового горения (ВВГ) / М.М. Мусин, Р.Н. Дияшев, Р.Т. Фазлыев и др. // Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка): тр. междунар. конфер. – Казань, 1994. – Т. 2. – С. 627–637.
19. Анализ эффективности циклической закачки шитых полимерных систем на участке Бурейкинского месторождения / Ш.К. Гаффаров, Р.Х. Мусабиров, В.Н. Абрамов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 7. – С. 20–22.
20. Аметов И.М., Гальцев В.Е., Кузнецов А.М. Исследование особенностей вытеснения нефти раствором ПАВ // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 7. – С. 43–44.
21. Якимов А.С., Ахметзянов Р.Х., Мухаметшин Р.З. К освоению залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы освоения : матер. научн. конфер. – Казань : Изд-во Казанск. ун-та, 2005. – С. 336–337.

## References

1. Yuditsev E.A., Mukhametshin R.Z., Suleymanov E.I. The coefficients of displacement by water of viscosity and highly viscosity oil from the productive deposits of Tatarstan // Problems of complex development and production of hard-accessible oils and natural bitumens (production and refining): Inter. scientific confer. works. – Kazan : TNMP, 1994. – Vol. 4. – P. 1381–1385.
2. Ivanova M.M., Mukhametshin R.Z., Panarin A.T. Dynamics of the main indicators of development of viscosity and high-viscosity oil deposits // Oil Industry. – 1994. – № 11/12. – P. 64–70.
3. Mukhametshin R.Z. Geological basis of efficient development and extraction of hard-to-recover oil reserves : rew. yew. ... Dr. geol.-miner. sciences. – M., 2006. – 52 p.
4. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods of increasing oil recovery. – M. : Nedra, 1985. 308 p.
5. Mukhametshin R.Z., Punanova S.A. Geochemical features of oils of Ural-Povolzhie in view of field formation conditions // Oil and gas geology. – 2011. – № 4. – P. 74–83.
6. Guseva A.N., Seyful-Mulyukov R.B., Fayngers P.A. Oil properties and formation of deposits. – M. : Nedra, 1966. – 76 p.
7. Problems and ways of effective development of high viscosity oil deposits in the Melekess Depression / R.K. Akhmetzyanov, R.Z. Mukhametshin, L.M. Petrova et al. // Problems of complex development and production of hard-accessible oils and natural bitumens (production and refining): Inter. scientific confer. works. – Kazan : TNMP, 1994. – Vol. 6. – P. 1879–1886.
8. Experience in the development of deposits of high viscosity oil Melekess depression / S.Y. Gilyazov, R.Z. Mukhametshin, R.G. Abdulmazitov et al. // Highly Viscous Oils, Natural Bitumen and Residual Oils of Developed Fields: scientific and practical confer. works. – Kazan : Ecocenter, 1999. – Vol. 1. – P. 320–328.
9. Mukhametshin R.Z. Paleo-cutters and their role in the development of hard-to-recover oil reserves. – M. : LLC «Geoinformark», 2006. – 80 p.
10. Sazonov B.F. Problems of development and enhanced oil recovery of highly viscous oil fields // Interval. – 2003. – № 6–7 (53–54). – P. 53–57.
11. Mukhametshin R.Z., Gilyazov S.Y. The experience of efficient development of sleeve-like deposits of highly viscous oil // The latest methods of increasing oil recovery – theory and practice of their application: scientific and practical confer. works. – Kazan : Art Design, 2002. – Vol. 1. – P. 312–317.
12. Stabilization of oil production by drilling sidetracks on the example of the Yuzhno-Nurlatskaya field of OGPД «Nurlatneft» JSC «Tatneft» / I.M. Salikhov, M.A. Sayfutdinov, R.R. Ahmadullin et al. // Drilling and Oil. – 2009. – № 12. – P. 24–26.
13. Mukhametshin R.Z., Minekaeva D.R. Assessment of efficiency horizontal sidetracking in the Radaevian-Bobrikovian sediments in the Romashkinskoe field // Drilling and Oil. – 2019. – № 10. – P. 23–26.
14. Mukhametshin R.Z., Ramazanov R.G., Suleymanov E.I. The influence of the lateral hydrodynamic connection between the oil deposits of the Tournaisian and Visean layers on their development // Oil and Gas Geology. – 1985. – № 3. – P. 36–39.
15. Mukhametshin R.Z., Kalmykov A.V., Nikiforov A.I. A modern look at the geological structure and simulation of oil deposits in the carbonate strata // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2019. – № 9 (333). – P. 14–18.



16. Mochalov E.Y., Mukhametshin R.Z. The effectiveness of waterflooding for the development of small fields of high viscosity oil // Oil Industry. – 1985. – № 3. – P. 29–33.
17. Lysenko V.D., Solovieva V.N. The use of alternating water injections and high viscosity oil for field development // Oil Industry. – 1989. – № 5. – P. 42–44.
18. Analysis of the development of experimental plots after wet interbedding combustion / M.M. Musin, R.N. Diyashev, R.T. Fazlyev et al. // Problems of complex development and production of hard-accessible oils and natural bitumens (production and refining): Int. scientific conf. works – Kazan : TNMP, 1994. – Vol. 2. – P. 627–637.
19. Analysis of the effectiveness of cyclic injection of cross-linked polymer systems in the area of the Bureikinsky field / Sh.K. Gaffarov, R.Kh. Musabirov, V.N. Abramov et al. // Oil Industry. – 2004. – № 7. – P. 20–22.
20. Ametov I.M., Galtsev V.E., Kuznetsov A.M. Researching of the features of oil displacement with a surfactant solution // Oil Industry. – 1995. – № 7. – P. 43–44.
21. Yakimov A.S., Akhmetzyanov R.K., Mukhametshin R.Z. To the development of deposits of high viscosity oil in carbonate reservoirs // Non-traditional reservoirs of oil, gas and natural bitumen. Development problems: mater. scientific confer. – Kazan : Publishing house of Kazan University, 2005. – P. 336–337.